



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI**

2021



VOLUME 1



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI**

2021



VOLUME 1

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 1 - Indice

Capitolo 1

Contesto internazionale e nazionale

pag. 25

 Mercati internazionali dei prodotti energetici	»	26
• Economia internazionale	»	26
• Mercato internazionale del petrolio	»	28
• Mercato internazionale del gas naturale	»	34
• Mercato internazionale del GNL	»	43
• Mercato internazionale del carbone	»	46
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	»	49
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	»	50
• Prezzi dell'energia elettrica	»	51
• Prezzi del gas	»	62
 Andamento dell'economia e del clima nel 2021	»	69
 Domanda e offerta di energia in Italia	»	71
 Sistemi idrici in Europa	»	75
 Rifiuti urbani e assimilati in Europa	»	80

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 91

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2021	»	92
 Mercato e concorrenza	»	95
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	95
• Infrastrutture elettriche	»	109
• Mercato all'ingrosso	»	124
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	131
• Mercato finale della vendita	»	132
 Prezzi e tariffe	»	182
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	182
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	183
 Qualità del servizio	»	193
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	193
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	197
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	209
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	»	218
• Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale	»	222

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 227

Domanda e offerta di gas naturale	» 228
Mercato e concorrenza	» 232
• Struttura dell'offerta di gas	» 232
• Infrastrutture del gas	» 239
• Mercato all'ingrosso del gas	» 262
• Mercato finale al dettaglio	» 275
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 298
Prezzi e tariffe	» 303
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 303
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 310
• Condizioni economiche di riferimento	» 312
Qualità del servizio	» 321
• Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	» 321
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 325
• Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	» 336
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 343

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 351

Struttura del mercato	» 352
• Stato di diffusione del servizio	» 352
• Caratteristiche dell'offerta	» 353
• Caratteristiche della domanda	» 356
• Operatori del servizio di telecalore	» 358
Prezzi del servizio	» 360
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 360
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 363
Qualità del servizio	» 363
• Sicurezza e continuità del servizio	» 363
• Qualità commerciale del servizio	» 368
• Misura dell'energia termica	» 371

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 375

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	» 376
• Servizio di acquedotto	» 377
• Servizio di fognatura	» 391
• Servizio di depurazione	» 395
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	» 403
• Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dall'RQTI per gli anni 2018 e 2019	» 420
Investimenti e tariffe	» 438
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 438
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	» 443
• Variazioni tariffarie e investimenti	» 452
Qualità contrattuale	» 460
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2021	» 464
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	» 475
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	» 483

Capitolo 6

Struttura e tariffe nel settore dei rifiuti urbani

» 487

Struttura del settore	» 488
• Produzione e raccolta dei rifiuti	» 492
• Impianti di trattamento	» 497
• Impianti di incenerimento	» 498
• Impianti di discarica	» 500
• Impianti di trattamento meccanico biologico	» 502
Stato delle approvazioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021	» 504
• Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità	» 505
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	» 507
• Caratteristiche delle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021	» 512
• Meccanismi di garanzia	» 515

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	pag. 27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2017 al 2021 e previsione per il 2022 (in milioni di barili/giorno)	» 29
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2017 al 2021 e previsione per il 2022 (in milioni di barili/giorno)	» 30
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC (milioni di barili/giorno)	» 31
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (milioni di barili/giorno)	» 32
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	» 35
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m ³))	» 35
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m ³))	» 36
TAV. 1.9	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	» 37
TAV. 1.10	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m ³))	» 38
TAV. 1.11	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL (in Mt)	» 44
TAV. 1.12	Commercio globale di GNL nel 2021 (in Mt)	» 44
TAV. 1.13	Mercato internazionale del carbone (in Mt)	» 47
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)	» 52
TAV. 1.15	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)	» 57
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi domestici nel 2021 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/m ³)	» 62
TAV. 1.17	Prezzi del gas naturale per usi industriali nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/m ³)	» 66
TAV. 1.18	Bilancio energetico nazionale nel 2020 e nel 2021 (in ktep)	» 71
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2020 e nel 2021 (in GWh)	» 92
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2021 (in TWh)	» 93
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte 2017-2021 (in GWh)	» 96
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)	» 97
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 98
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2021 per fonte	» 101
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2021	» 102
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2021	» 102
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2021	» 104
TAV. 2.10	Presenza territoriale degli operatori nel 2021	» 104
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	» 109
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni feriali (lunedì-sabato) e nelle ore di picco (7:00-23:00))	» 111
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2016	» 114
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori nel 2021	» 115
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2021 (in km)	» 116
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2021 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 117
TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2021 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 118
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2021 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	» 119

TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2021 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	pag. 121
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici (altri usi) allacciati in bassa tensione nel 2021 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 122
TAV. 2.21	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 124
TAV. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2015	» 131
TAV. 2.23	Esiti della contrattazione dei titoli di efficienza energetica (quantità di TEE e prezzi in €/TEE)	» 132
TAV. 2.24	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2021	» 133
TAV. 2.25	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 134
TAV. 2.26	Vendite finali di energia elettrica nel 2021 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 136
TAV. 2.27	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2021 (in GWh)	» 139
TAV. 2.28	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 142
TAV. 2.29	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2021	» 144
TAV. 2.30	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 145
TAV. 2.31	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 147
TAV. 2.32	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 147
TAV. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2021 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 148
TAV. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2021 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)	» 148
TAV. 2.35	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2021 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 149
TAV. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 151
TAV. 2.37	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 152
TAV. 2.38	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 153
TAV. 2.39	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2021 (volumi in GWh)	» 155
TAV. 2.40	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale	» 156
TAV. 2.41	Servizio a tutele graduali nel 2021 per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 156
TAV. 2.42	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2021 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 157
TAV. 2.43	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2021 per tipologia e per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 157
TAV. 2.44	Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 159
TAV. 2.45	Attività dei venditori per classe di vendita	» 162

TAV. 2.46	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2021 per tipologia	pag. 163
TAV. 2.47	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2021 (volumi in GWh)	» 165
TAV. 2.48	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	» 166
TAV. 2.49	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 168
TAV. 2.50	Mercato libero domestico nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 169
TAV. 2.51	Mercato libero domestico nel 2021 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 171
TAV. 2.52	Mercato libero non domestico nel 2021 per livello di tensione (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 171
TAV. 2.53	Mercato libero non domestico nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 171
TAV. 2.54	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 174
TAV. 2.55	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 175
TAV. 2.56	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 177
TAV. 2.57	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 179
TAV. 2.58	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 181
TAV. 2.59	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 183
TAV. 2.60	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh con componenti UC3 e UC6 incluse)	» 183
TAV. 2.61	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 183
TAV. 2.62	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2021 per classe di consumo (quantità di energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 184
TAV. 2.63	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2021 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)	» 185
TAV. 2.64	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2021 per livello di tensione (quantità di energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 185
TAV. 2.65	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2021 (quantità di energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 186
TAV. 2.66	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2021 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)	» 186
TAV. 2.67	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)	» 187
TAV. 2.68	Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2021 (in milioni di euro)	» 192
TAV. 2.69	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)	» 193
TAV. 2.70	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)	» 194
TAV. 2.71	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)	» 194
TAV. 2.72	Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN	» 195

TAV. 2.73	Indicatore di disponibilità ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	pag. 196
TAV. 2.74	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 196
TAV. 2.75	Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 197
TAV. 2.76	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	» 197
TAV. 2.77	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utenze in bassa tensione nel 2021	» 200
TAV. 2.78	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2021 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti	» 201
TAV. 2.79	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati (in milioni di euro)	» 205
TAV. 2.80	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 206
TAV. 2.81	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2020	» 206
TAV. 2.82	Numero di buchi di tensione severi per utenze in media tensione nel 2020 per regione e distributore	» 207
TAV. 2.83	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)	» 208
TAV. 2.84	Indennizzi automatici erogati nel 2021 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 208
TAV. 2.85	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (in milioni di euro)	» 209
TAV. 2.86	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)	» 210
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 211
TAV. 2.88	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 212
TAV. 2.89	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 212
TAV. 2.90	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 212
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 213
TAV. 2.92	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2021 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 213
TAV. 2.93	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2021 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 214
TAV. 2.94	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2021 (in giorni solari e valori percentuali)	» 219
TAV. 2.95	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 219

TAV. 2.96	Numero di richieste di informazioni nel settore elettrico	pag. 219
TAV. 2.97	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 220
TAV. 2.98	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 220
TAV. 2.99	Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2021	» 221
TAV. 2.100	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2021 (in euro)	» 221
TAV. 2.101	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>	» 223
TAV. 3.1	Bilancio del gas naturale 2021 (in G(m ³); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 231
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2021 (in M(m ³))	» 234
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2021 (importazioni lorde in M(m ³))	» 237
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2021 (in km)	» 240
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2021 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m ³))	» 241
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2021-2022 (in M(m ³) standard per giorno)	» 243
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2022-2023 al 2035-2036 (in M(m ³) standard per giorno)	» 245
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 246
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2021-2022 e 2022-2023 (in MS(m ³))	» 247
TAV. 3.10	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 250
TAV. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2013-2021	» 251
TAV. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2021 (volumi in M(m ³), clienti in migliaia e volumi unitari in m ³)	» 252
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2021 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km)	» 253
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2021 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2021 e dei volumi a essi distribuiti e consumo medio in m ³)	» 254
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2021 in migliaia e volumi prelevati in M(m ³))	» 255
TAV. 3.16	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 2021 in migliaia e volumi prelevati in M(m ³))	» 256
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2021 (clienti in migliaia e volumi in M(m ³))	» 257
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2021 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in M(m ³))	» 258
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2021	» 259
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2021 (volumi in M(m ³))	» 260
TAV. 3.21	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 262
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)	» 262
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2021 (M(m ³))	» 263
TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 264
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2021	» 267
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2021	» 267

TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2021 (M(m ³))	pag. 268
TAV. 3.28	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 274
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m ³) e punti di prelievo in migliaia)	» 276
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 277
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2021 per tipologia	» 278
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2021 (in M(m ³) e quote percentuali)	» 280
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2021 (volumi in M(m ³))	» 281
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m ³), punti di riconsegna in migliaia)	» 282
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2021 (in M(m ³))	» 284
TAV. 3.36	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 285
TAV. 3.37	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2021 (in M(m ³))	» 287
TAV. 3.38	Tassi di <i>switching</i> per regione e per tipologia di clienti nel 2021	» 290
TAV. 3.39	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2021 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	» 291
TAV. 3.40	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 294
TAV. 3.41	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 295
TAV. 3.42	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 296
TAV. 3.43	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³) e numero di GdM)	» 299
TAV. 3.44	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)	» 299
TAV. 3.45	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2021 (in km)	» 301
TAV. 3.46	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2021 (volumi in M(m ³))	» 302
TAV. 3.47	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2022	» 304
TAV. 3.48	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2022	» 306
TAV. 3.49	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2021-31 marzo 2022	» 306
TAV. 3.50	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2021-31 marzo 2022 (capacità in M(m ³) e prezzi in c€/kWh)	» 307
TAV. 3.51	Articolazione della quota fissa τ1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2022 (in €/punto di riconsegna/anno)	» 308
TAV. 3.52	Articolazione della quota variabile τ3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2022 (in c€/m ³ e scaglioni di consumo in m ³ /anno)	» 309
TAV. 3.53	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m ³ , classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 310
TAV. 3.54	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2021 (in c€/m ³ , classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 311
TAV. 3.55	Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m ³)	» 312
TAV. 3.56	Numeri indice (2015 = 100) e variazioni (percentuali) del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	» 313
TAV. 3.57	Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m ³)	» 318
TAV. 3.58	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2021	» 321

TAV. 3.59	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2021	pag. 321
TAV. 3.60	Protezione catodica delle reti nel 2021	» 322
TAV. 3.61	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2021	» 322
TAV. 3.62	Impianti di odorizzazione nel 2021	» 322
TAV. 3.63	Emergenze di servizio nel 2021	» 322
TAV. 3.64	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio nel 2021	» 323
TAV. 3.65	Dispersioni localizzate nel 2021	» 323
TAV. 3.66	Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas nel 2021	» 323
TAV. 3.67	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2021	» 323
TAV. 3.68	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2021	» 324
TAV. 3.69	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2021	» 324
TAV. 3.70	Casi di mancato rispetto nel 2021 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 324
TAV. 3.71	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2021	» 325
TAV. 3.72	Malfunzionamento degli applicativi informatici nel 2021	» 325
TAV. 3.73	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	» 327
TAV. 3.74	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	» 328
TAV. 3.75	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2021	» 331
TAV. 3.76	Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2018-2021 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2019-2021 (rete in alta/media pressione)	» 332
TAV. 3.77	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2021 (lunghezza delle reti in km)	» 333
TAV. 3.78	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2021 (in km)	» 334
TAV. 3.79	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2021 (in km)	» 335
TAV. 3.80	Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2021 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione	» 336
TAV. 3.81	Strumenti per la misura e registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2021	» 336
TAV. 3.82	Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 337
TAV. 3.83	Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 337
TAV. 3.84	Verifiche eseguite nel 2021 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati con accertamento positivo nel 2020	» 338
TAV. 3.85	Accertamenti nel 2021 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 338
TAV. 3.86	Accertamenti nel 2021 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	» 338
TAV. 3.87	Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 339
TAV. 3.88	Accertamenti effettuati nel 2020 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 339
TAV. 3.89	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali	» 340
TAV. 3.90	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 342
TAV. 3.91	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 2021	» 343

TAV. 3.92	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2020 (giorni solari)	pag. 344
TAV. 3.93	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 345
TAV. 3.94	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	» 345
TAV. 3.95	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 345
TAV. 3.96	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 346
TAV. 3.97	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2021 nel settore del gas naturale	» 346
TAV. 3.98	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2021	» 347
TAV. 3.99	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relativi a clienti <i>dual fuel</i>	» 348
TAV. 3.100	Numero di indennizzi da erogare a clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici nel 2021	» 348
TAV. 3.101	Indennizzi automatici erogati a clienti <i>dual fuel</i> nel 2021	» 348
TAV. 4.1	Produzione di energia termica nel 2020 (in GWh)	» 353
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 354
TAV. 4.3	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2020 (in GWh)	» 354
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 355
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2020 (in MW)	» 356
TAV. 5.1	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 422
TAV. 5.2	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 439
TAV. 5.3	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo regolatorio 2020-2023 (numero di gestioni e di abitanti)	» 440
TAV. 5.4	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)	» 443
TAV. 5.5	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP}	» 449
TAV. 5.6	$Opex_{QT}$ per l'anno 2021	» 449
TAV. 5.7	Op_{social} in tariffa per l'anno 2021	» 450
TAV. 5.8	Op_{mis} in tariffa per l'anno 2021	» 450
TAV. 5.9	Costi e ricavi delle "Attività b_2 " valorizzati in tariffa 2021	» 451
TAV. 5.10	Ripartizione del $\Delta_{risparmio}$ per area geografica	» 452
TAV. 5.11	Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)	» 456
TAV. 5.12	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2021 (valori medi)	» 457
TAV. 5.13	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie (anno 2021)	» 457
TAV. 5.14	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie (anno 2021)	» 458
TAV. 5.15	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente (anno 2021)	» 458
TAV. 5.16	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2021 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m ³ ; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m ³)	» 459
TAV. 5.17	Componenti della spesa media nel 2021 (spesa in euro/anno)	» 460
TAV. 5.18	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2020-2021	» 465
TAV. 5.19	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2021 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 470
TAV. 5.20	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 471
TAV. 5.21	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 476
TAV. 5.22	Gestioni del <i>panel</i> con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2021	» 477
TAV. 5.23	$Opex_{OC}$ per il quadriennio 2020-2023	» 485

TAV. 6.1	Dimensione degli impianti di incenerimento. Analisi del <i>panel</i> su quantità di rifiuti conferiti nel 2019 (in tonnellate)	pag. 499
TAV. 6.2	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità relativamente agli anni 2020 e 2021	» 507
TAV. 6.3	Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica	» 508
TAV. 6.4	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 509
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 510
TAV. 6.6	Distribuzione della popolazione e degli ambiti tariffari per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 510
TAV. 6.7	Limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie (predisposizioni 2021)	» 513
TAV. 6.8	Valorizzazione dei fattori di <i>sharing</i> (predisposizioni 2021)	» 514
TAV. 6.9	Valorizzazione dei parametri alla base del coefficiente di gradualità (predisposizioni 2021)	» 514

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag. 31
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (<i>Middle East Basket</i>)	» 33
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	» 34
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	» 41
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	» 42
FIG. 1.6	Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione	» 42
FIG. 1.7	Prezzi del GNL per aree	» 46
FIG. 1.8	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	» 49
FIG. 1.9	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	» 50
FIG. 1.10	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 55
FIG. 1.11	Variazione nel 2021 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno	» 56
FIG. 1.12	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 60
FIG. 1.13	Variazione nel 2021 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh/anno	» 61
FIG. 1.14	Variazione nel 2021 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 520 e 5.200 m ³ /anno	» 64
FIG. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 65
FIG. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 68
FIG. 1.17	Variazione nel 2021 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 2,6 e 26 M(m ³)/anno	» 69
FIG. 1.18	Intensità energetica del PIL dal 1995	» 74
FIG. 1.19	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	» 74
FIG. 1.20	Disponibilità di risorse idriche rinnovabili nel 2018	» 75
FIG. 1.21	Tipologia di fonte idrica in Europa nel 2017	» 76
FIG. 1.22	Estrazione totale in Europa di acqua per fonte nel 2017	» 76
FIG. 1.23	Indice di sfruttamento idrico in Europa nel 2017	» 77
FIG. 1.24	Lunghezza della rete di distribuzione di acqua potabile in Europa nel 2018	» 77
FIG. 1.25	Lunghezza della rete fognaria in Europa nel 2018	» 78
FIG. 1.26	Popolazione connessa alla rete idrica in Europa nel 2018	» 78
FIG. 1.27	Consumo medio giornaliero di acqua in Europa nel 2018	» 79
FIG. 1.28	Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi	» 83
FIG. 1.29	Generazione di rifiuti urbani <i>pro capite</i> in Unione europea e in alcuni paesi	» 83
FIG. 1.30	Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi	» 85
FIG. 1.31	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2020	» 86
FIG. 1.32	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2020 a confronto con gli obiettivi UE al 2035	» 87
FIG. 1.33	Rifiuti urbani destinati a riciclo, discarica, incenerimento, compostaggio e altro	» 88
FIG. 1.34	Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi	» 89
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 99

FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2021 (capacità in MW e generazione in TWh)	pag. 100
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	» 106
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 107
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 107
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 108
FIG. 2.7	Andamento mensile del PUN e dei volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia	» 128
FIG. 2.8	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2021	» 128
FIG. 2.9	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi <i>baseload</i>)	» 129
FIG. 2.10	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2021	» 130
FIG. 2.11	Prezzi medi nel 2021 per mese di scadenza del prodotto <i>baseload</i> di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	» 131
FIG. 2.12	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 135
FIG. 2.13	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 137
FIG. 2.14	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2021	» 138
FIG. 2.15	Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione	» 139
FIG. 2.16	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 143
FIG. 2.17	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 145
FIG. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2021 (in kWh/anno)	» 151
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2021	» 153
FIG. 2.20	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	» 154
FIG. 2.21	Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2021	» 158
FIG. 2.22	Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2021 per regione	» 160
FIG. 2.23	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 161
FIG. 2.24	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 167
FIG. 2.25	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2021	» 170
FIG. 2.26	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 173
FIG. 2.27	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 182
FIG. 2.28	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 188
FIG. 2.29	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	» 189
FIG. 2.30	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 190
FIG. 2.31	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 191
FIG. 2.32	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2022	» 192
FIG. 2.33	Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 195
FIG. 2.34	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 198
FIG. 2.35	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 199
FIG. 2.36	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 199

FIG. 2.37	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 200
FIG. 2.38	Durata di interruzione (D1) nel 2021 a confronto con quella del 2019	» 202
FIG. 2.39	Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quelle del 2019	» 202
FIG. 2.40	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2021	» 203
FIG. 2.41	Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2021	» 204
FIG. 2.42	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 214
FIG. 2.43	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 215
FIG. 2.44	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 215
FIG. 2.45	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 216
FIG. 2.46	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 216
FIG. 2.47	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 217
FIG. 2.48	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 217
FIG. 2.49	Livello di servizio dei <i>call center</i> dei venditori di energia elettrica e gas nel 2021	» 225
FIG. 2.50	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2021	» 225
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 228
FIG. 3.2	Immissioni in rete negli ultimi due anni	» 229
FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	» 233
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2021 (in M(m ³))	» 234
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 235
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL nel 2021	» 236
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2021 secondo la durata intera	» 239
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2021 secondo la durata residua	» 239
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2010	» 242
FIG. 3.10	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici (in G(m ³) standard)	» 248
FIG. 3.11	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 259
FIG. 3.12	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	» 265
FIG. 3.13	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 270
FIG. 3.14	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 270
FIG. 3.15	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 271
FIG. 3.16	Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS	» 275
FIG. 3.17	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 286
FIG. 3.18	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2021 (in m ³)	» 288
FIG. 3.19	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2021	» 289
FIG. 3.20	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 293
FIG. 3.21	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 314
FIG. 3.22	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 314

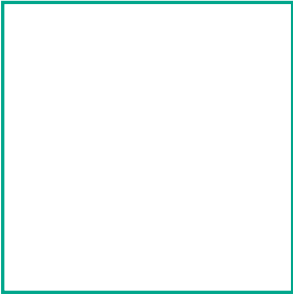
FIG. 3.23	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	pag. 315
FIG. 3.24	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 317
FIG. 3.25	Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2022 (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 317
FIG. 3.26	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³)	» 320
FIG. 3.27	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³) al 1° gennaio 2022	» 320
FIG. 3.28	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	» 326
FIG. 3.29	Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001	» 327
FIG. 3.30	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 329
FIG. 3.31	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 330
FIG. 3.32	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	» 330
FIG. 3.33	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 341
FIG. 3.34	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 2021	» 341
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in M(m ³), estensione delle reti in km)	» 352
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2020 (numero di reti, estensione in km ed energia termica erogata in GWh)	» 353
FIG. 4.3	Calore erogato all'utenza nel 2020, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 356
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2020 in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 357
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2020 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 357
FIG. 4.6	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2022)	» 358
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2020 (assi in scala logaritmica)	» 359
FIG. 4.8	Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2020	» 359
FIG. 4.9	Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2020	» 361
FIG. 4.10	Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2020	» 362
FIG. 4.11	<i>Boxplot</i> di distribuzione dei prezzi di erogazione dell'energia termica nel 2020 (IVA esclusa)	» 362
FIG. 4.12	<i>Boxplot</i> di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2020	» 365
FIG. 4.13	Incidenti ed emergenze per numero di reti coinvolte nel 2020	» 366
FIG. 4.14	Interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2020, per tipologia	» 367
FIG. 4.15	<i>Boxplot</i> della durata delle interruzioni lunghe registrate nel 2020, per tipologia	» 368
FIG. 4.16	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2020	» 369
FIG. 4.17	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2020	» 369
FIG. 4.18	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2020	» 370
FIG. 4.19	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2020	» 371

FIG. 4.20	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2020	pag. 372
FIG. 4.21	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2020	» 372
FIG. 4.22	Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2020	» 373
FIG. 4.23	Frequenza delle verifiche e sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2020	» 373
FIG. 5.1	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 379
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 379
FIG. 5.3	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 "Perdite idriche"	» 380
FIG. 5.4	Valori medi di M1a "Perdite idriche lineari" e M1b "Perdite idriche percentuali" per area geografica	» 381
FIG. 5.5	Volumi medi giornalieri <i>pro capite</i> prelevati e fatturati	» 382
FIG. 5.6	Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a "Perdite idriche lineari" per area geografica	» 383
FIG. 5.7	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 384
FIG. 5.8	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio di acquedotto"	» 385
FIG. 5.9	Valori medi del macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto" per area geografica	» 385
FIG. 5.10	Interruzioni programmate e non programmate	» 386
FIG. 5.11	Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici	» 387
FIG. 5.12	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 388
FIG. 5.13	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"	» 389
FIG. 5.14	Valori medi degli indicatori M3a "Incidenza delle ordinanze di non potabilità", M3b "Percentuale dei campioni non conformi" e M3c "Percentuale dei parametri non conformi" per area geografica	» 390
FIG. 5.15	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001	» 391
FIG. 5.16	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 392
FIG. 5.17	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 393
FIG. 5.18	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario"	» 394
FIG. 5.19	Valori medi degli indicatori M4a "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura" e M4b "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena" per area geografica	» 395
FIG. 5.20	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 396
FIG. 5.21	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 397
FIG. 5.22	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica"	» 398
FIG. 5.23	Valori medi dell'indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" per area geografica	» 399
FIG. 5.24	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica	» 400
FIG. 5.25	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 401
FIG. 5.26	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)	» 402
FIG. 5.27	Valori medi dell'indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" per area geografica	» 403
FIG. 5.28	Distribuzione degli investimenti programmati per gli anni 2020-2023	» 405

FIG. 5.29	Distribuzione degli investimenti programmati nel terzo periodo regolatorio per area geografica (in percentuale)	pag. 406
FIG. 5.30	Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)	» 407
FIG. 5.31	Fabbisogno di investimenti espresso nei PdI e nei POS per tipologia di costo ambientale sotteso e area geografica (in percentuale)	» 409
FIG. 5.32	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2020-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)	» 410
FIG. 5.33	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario nel periodo 2020-2023 (in percentuale)	» 412
FIG. 5.34	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2022)	» 413
FIG. 5.35	Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2021)	» 415
FIG. 5.36	Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)	» 416
FIG. 5.37	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.1 per area geografica: confronto tra risorse totali e risorse destinate esclusivamente al servizio idrico integrato (%)	» 418
FIG. 5.38	Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (aggiornamento a maggio 2022)	» 420
FIG. 5.39	Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 421
FIG. 5.40	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2019)	» 423
FIG. 5.41	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli Stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2018)	» 424
FIG. 5.42	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli Stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2019)	» 425
FIG. 5.43	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutte le premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2018)	» 426
FIG. 5.44	Macro-indicatore M1 "Perdite idriche" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)	» 427
FIG. 5.45	Macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)	» 427
FIG. 5.46	Macro-indicatore M4 "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)	» 428
FIG. 5.47	Macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)	» 428
FIG. 5.48	Macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)	» 429
FIG. 5.49	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza	» 430
FIG. 5.50	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per regione di appartenenza (nell'arco del biennio)	» 430
FIG. 5.51	Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio	» 431
FIG. 5.52	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica	» 432
FIG. 5.53	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per regione	» 433
FIG. 5.54	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza	» 433
FIG. 5.55	Posizionamento delle gestioni sul podio dello Stadio V negli anni 2018 e 2019 nelle regioni di appartenenza	» 434

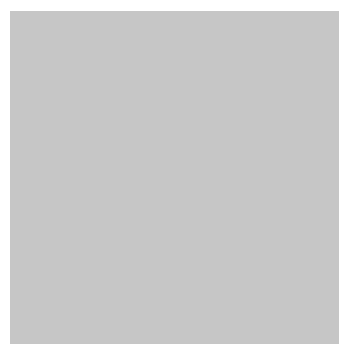
FIG. 5.56	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nelle annualità 2018 e 2019 (in milioni di euro)	pag. 435
FIG. 5.57	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna regione nel biennio 2018-2019 (in milioni di euro)	» 436
FIG. 5.58	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (in migliaia di euro)	» 437
FIG. 5.59	Penali comminate in ciascuna annualità (in milioni di euro)	» 437
FIG. 5.60	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)	» 441
FIG. 5.61	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 442
FIG. 5.62	Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori (periodo regolatorio 2020-2023)	» 443
FIG. 5.63	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 444
FIG. 5.64	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2021	» 445
FIG. 5.65	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2021	» 447
FIG. 5.66	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2021	» 447
FIG. 5.67	Matrice dei <i>cluster</i> per la definizione dei γ_{ij}^{OP}	» 448
FIG. 5.68	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2021	» 453
FIG. 5.69	Investimenti <i>pro capite</i> (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023	» 453
FIG. 5.70	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023	» 454
FIG. 5.71	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (estensione a livello nazionale del fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di euro)	» 455
FIG. 5.72	Variabilità della spesa media annua nel 2021 (in euro per consumi annuali di 150 m ³)	» 460
FIG. 5.73	Ripartizione del <i>panel</i> 2021 per area geografica	» 462
FIG. 5.74	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2021 per area geografica	» 463
FIG. 5.75	Rispetto degli standard specifici per area	» 464
FIG. 5.76	Totale indennizzato nel periodo 2016-2021	» 469
FIG. 5.77	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 472
FIG. 5.78	Rispetto degli standard generali per area	» 473
FIG. 5.79	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 474
FIG. 5.80	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 475
FIG. 5.81	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2021	» 478
FIG. 5.82	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2021	» 479
FIG. 5.83	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2020	» 480
FIG. 5.84	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2021	» 480
FIG. 5.85	Popolazione servita dal <i>panel</i> per l'analisi di <i>trend</i> dei valori dei macro-indicatori 2018-2021	» 481
FIG. 5.86	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2021)	» 482
FIG. 5.87	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2021)	» 483
FIG. 5.88	Opex _{OC} richiesti nel quadriennio 2020-2023 <i>pro capite</i> per area geografica	» 484
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica	» 489
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 490
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 491
FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	» 491
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 492
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani (2019-2020)	» 493

FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2014-2020)	pag. 494
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per Regione (2019-2020)	» 495
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2020	» 496
FIG. 6.10	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2020)	» 496
FIG. 6.11	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2020	» 497
FIG. 6.12	Rifiuti inceneriti dagli impianti del <i>panel</i> (in tonnellate e valori percentuali)	» 498
FIG. 6.13	Prezzi medi di conferimento agli impianti di incenerimento per macro-area (in €/tonnellata)	» 500
FIG. 6.14	Rifiuti conferiti nelle discariche del <i>panel</i> (in tonnellate e valori percentuali)	» 501
FIG. 6.15	Prezzi medi di conferimento agli impianti di discarica per macro-area (in €/tonnellata)	» 502
FIG. 6.16	Rifiuti conferiti negli impianti di trattamento meccanico biologico del <i>panel</i> (in tonnellate e valori percentuali)	» 503
FIG. 6.17	Prezzi medi di conferimento agli impianti di trattamento meccanico biologico per macro-area (in €/tonnellata)	» 504
FIG. 6.18	Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative all'anno 2021 (percentuale di popolazione servita)	» 506
FIG. 6.19	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 507
FIG. 6.20	Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica (piano economico-finanziario 2020)	» 509



CAPITOLO

1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Gli ultimi due anni sono stati straordinariamente anomali per l'economia internazionale e per la popolazione mondiale, a causa della pandemia da Covid-19, mentre il 2022 lo sarà soprattutto per ragioni geopolitiche. La profonda recessione del 2020, con una contrazione dell'economia mondiale del 3,1% ed europea del 5,9%, ha spinto a eccezionali misure di sostegno fiscale e monetario che hanno favorito una netta ripresa nel corso del 2021, trainata anche dal recupero della domanda, pur in un quadro di molte incertezze.

Dal punto di vista sanitario i programmi di vaccinazione hanno consentito di contrastare la diffusione del virus, anche se, soprattutto negli ultimi mesi del 2021, la penetrazione di alcune varianti e una generale recrudescenza della pandemia hanno determinato un rallentamento delle attività in alcuni settori economici, data anche l'assenza di misure di contenimento particolarmente restrittive. Ulteriori fattori hanno ostacolato una ripresa che avrebbe potuto essere più ampia: strozzature nelle catene degli approvvigionamenti, disequilibri domanda/offerta, carenza di materie prime, rialzo dei loro costi, in particolare di quelli dei prodotti energetici. Ne sono derivate ripercussioni sul settore manifatturiero, contrazioni del commercio internazionale e spinte inflazionistiche, *in primis* nei paesi a economia avanzata. In particolare, l'inflazione ha continuato a crescere per tutta la seconda metà del 2021, trainata dall'aumento eccezionale dei costi dell'energia, soprattutto in Europa, ma anche dall'elevata domanda di beni e da frequenti interruzioni nelle filiere (porti intasati, colli di bottiglia lato terra) che hanno portato a pressioni sui prezzi. L'incremento dei costi dei generi alimentari ha contribuito alla crescita dell'inflazione anche nell'Africa Sub-sahariana, mentre in America Latina e nella regione dei Caraibi l'inflazione è stata spinta dai corsi delle merci importate.

Nonostante questi rallentamenti, i dati del Fondo monetario internazionale (FMI) mostrano per il 2021 una significativa crescita dell'economia rispetto ai valori recessivi del 2020 (Tav. 1.1). A livello globale il rialzo medio è stato del 6,1%. L'Unione europea ha fatto segnare un +5,4%, contro il -5,9% dell'anno precedente. Gli Stati Uniti hanno avuto un +5,7% (-3,4% nel 2021). Più elevato il tasso di crescita delle principali economie asiatiche, quali la Cina (+8,1%) e l'India (+8,9%). Significativo l'aumento anche in America Latina e nei Caraibi (+6,8%), così come nell'area Medio Oriente/Asia Centrale (+5,7%); più contenuto invece nell'Africa Sub-sahariana (+4,5%).

In termini di commercio mondiale di beni e servizi, nel 2021 l'aumento dei volumi scambiati è quantificato dal FMI in +10,1%, dopo il profondo calo del -7,9% dell'anno precedente. In particolare, il commercio di beni ha mostrato un rimbalzo molto rapido, tornando ai livelli pre-pandemia già nel mese di ottobre (più rapidamente, quindi, rispetto a precedenti recessioni, come quella del 2008). Tuttavia, le tendenze aggregate mascherano una notevole eterogeneità, sia per area, sia per tipologia di scambi: la ripresa del commercio dei servizi è, infatti, sensibilmente più lenta, in quanto pesa molto il crollo dei viaggi dovuto alla pandemia.

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

PAESI E AGGREGATI	2017	2018	2019	2020	2021	PREVISIONE APRILE 2021	
						2022	2023
Mondo	3,8	3,6	2,8	-3,1	6,1	3,6	3,6
Economie avanzate	2,5	2,3	1,6	-4,5	5,2	3,3	2,4
Stati Uniti	2,3	3,0	2,2	-3,4	5,7	3,7	2,3
Unione europea^(A)	3,0	2,3	1,7	-5,9	5,4	2,9	2,5
Area euro	2,6	1,9	1,3	-6,4	5,3	2,8	2,3
Giappone	1,7	0,6	0,3	-4,5	1,6	2,4	2,3
Federazione Russa	1,8	2,8	2,0	-2,7	4,7	-8,5	-2,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,6	6,4	5,3	-0,8	7,3	5,4	5,6
Cina	6,9	6,7	5,8	2,2	8,1	4,4	5,1
India	6,8	6,5	4,0	-6,6	8,9	8,2	6,9
Asean-5^(B)	5,5	5,3	4,8	-3,4	3,4	5,3	5,9
America Latina e Caraibi	1,3	1,2	0,2	-7,0	6,8	2,5	2,5
Medio Oriente e Asia Centrale	2,5	2,0	1,4	-2,9	5,7	4,6	3,7
Africa Sub-sahariana	3,1	3,2	3,2	-1,7	4,5	3,8	4,0

(A) Dal 1° febbraio 2020, il Regno Unito non è più parte dell'Unione europea; i dati relativi all'Unione europea non includono il Regno Unito.

(B) Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia e Vietnam.

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2022.

A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, le prospettive economiche globali sono peggiorate in modo rilevante rispetto alle previsioni di inizio 2022, quando si attendeva una significativa ripresa che si sarebbe dovuta rafforzare a partire dal secondo trimestre di quest'anno, dopo un impatto di breve durata della cosiddetta variante Omicron. La crisi umanitaria e le sanzioni economico-finanziarie sono intervenute in un contesto in cui l'economia globale aveva intrapreso un percorso di recupero, non ancora giunto al termine dopo le conseguenze della pandemia. Al di là degli immediati impatti umanitari, la guerra avrà l'effetto di rallentare gravemente la ripresa globale e produrre di conseguenza una crescita dell'inflazione, a causa dei ripetuti aumenti del prezzo di energia, dei metalli e delle derrate alimentari, diventando in molti paesi un elemento di forte preoccupazione.

Il FMI stima per il 2022 una crescita globale annua del 3,6% nel 2022 e nel 2023, ossia 0,8 e 0,2 punti percentuali in meno rispetto alle previsioni di gennaio. La revisione al ribasso riflette in gran parte gli impatti diretti della guerra e le sue ricadute globali. Il conflitto ha anche aumentato il rischio di una nuova frammentazione permanente dell'economia mondiale in blocchi geopolitici con standard tecnologici distinti, sistemi di pagamento transfrontalieri e valute di riserva. Questi profondi cambiamenti portano con sé la possibile riconfigurazione a lungo termine delle catene di approvvigionamento e dei sistemi di produzione, con potenziali impatti in termini di aumento dei costi e di perdite di efficienza. Le numerose problematiche aperte e le incertezze sul futuro quadro geopolitico rendono quindi le previsioni economiche alquanto incerte.

Mercato internazionale del petrolio

Il 2021 può definirsi un anno di ripartenza e di cambiamento per i mercati petroliferi. Infatti, la ripresa economica su scala mondiale e la progressiva normalizzazione della domanda di mobilità hanno determinato un significativo aumento dei consumi petroliferi, fortemente legati al settore trasporti. L'offerta, tuttavia, ha faticato a tenere il passo, contribuendo a delineare un mercato teso e caratterizzato da un equilibrio fragile.

È stata questa condizione di fondo dei fondamentali reali la principale variabile alla base della dinamica rialzista che ha interessato le quotazioni petrolifere per quasi tutto l'anno. Nel 2021, il prezzo medio del greggio Brent, riferimento per l'Europa, si è attestato a 70,7 \$/barile, in aumento del 70% rispetto al 2020 e superiore anche al livello medio annuo di 64,3 \$/barile del 2019 (pre-Covid).

Domanda e offerta

A differenza del 2020, che è stato condizionato da uno *shock* lato domanda senza precedenti, il 2021 si è inserito in uno scenario di significativa ripresa dei consumi. L'assenza di *lockdown* generalizzati e prolungati ha permesso una maggiore libertà di circolazione e quindi un significativo incremento della domanda petrolifera proveniente dal settore trasporti, con particolare riferimento ai segmenti stradale e aereo. Quest'ultimo, il più colpito dagli effetti della pandemia, ha beneficiato sia della ripresa delle attività economiche, sia del turismo internazionale, per quanto ancora molto contenuto rispetto ai livelli pre-Covid.

La domanda globale di petrolio ha esibito un aumento del +6% rispetto al 2020, portandosi a 97,5 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). Dopo il crollo verticale subito nell'anno più buio della pandemia, il rimbalzo è stato consistente e superiore alle attese. Secondo le stime, i livelli prossimi a 100 milioni di barili/giorno toccati nel 2019 verranno recuperati nel 2022.

I paesi industrializzati hanno riportato un aumento dei consumi pari al +6,4%, addirittura superiore in termini percentuali a quello dell'aggregato non OCSE (+5,8%). Questa dinamica è principalmente ascrivibile al fatto che il crollo della domanda nel 2020 è stato particolarmente accentuato nell'area OCSE; conseguentemente, l'effetto rimbalzo è stato più consistente. Si tratta, pertanto, di una deviazione rispetto alla tendenza osservata nel periodo 2005-2019, quando la crescita dei consumi era trainata esclusivamente dai paesi non OCSE, mentre l'aggregato dei paesi più avanzati mostrava consumi stabili o in calo.

Anche la previsione per il 2022 indica un maggiore contributo alla crescita proveniente dall'area OCSE: +2,4% sul 2021, rispetto al +1,3% stimato per l'insieme dei paesi meno avanzati. Tuttavia, per entrambi gli aggregati, le stime prospettano un incremento più contenuto rispetto all'anno precedente.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2017 al 2021 e previsione per il 2022 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2017	2018	2019	2020	2021	PREVISIONE 2022
Paesi OCSE	47,7	47,7	47,8	42,1	44,8	45,9
America ^(A)	25,1	25,4	25,5	22,6	24,3	24,8
Europa ^(B)	14,4	14,3	14,3	12,4	13,1	13,5
Asia-Oceania ^(C)	8,1	8,0	7,9	7,1	7,4	7,6
Paesi non OCSE	50,4	51,7	52,7	49,8	52,7	53,4
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,7	4,7	4,5	4,8	4,5
Europa	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Cina	12,5	13,1	13,9	14,3	15,5	15,7
Altri Asia	13,7	14,0	14,0	12,6	13,1	13,7
America Latina	6,4	6,3	6,3	5,6	6,0	6,1
Medio Oriente	8,3	8,7	8,7	8,2	8,5	8,6
Africa	4,2	4,2	4,3	3,8	4,0	4,1
TOTALE MONDO	98,1	99,5	100,4	91,9	97,5	99,4

(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; dal 2012 anche Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2022.

Nonostante l'aumento consistente, i consumi OCSE del 2021 non sono tornati, in nessuna area, ai livelli pre-Covid e, in base alle stime, non verranno recuperati nemmeno nel 2022. Diversamente, la domanda dell'area non OCSE si è già riallineata a quella antecedente lo stato pandemico, grazie al contributo della Cina, unico paese a non avere mai segnato una variazione negativa anno su anno.

Parallelamente alla ripresa della domanda, è aumentata anche l'offerta di greggio che si è portata a 95,2 milioni di barili/giorno, in crescita dell'1,5% rispetto al 2020. Nonostante la politica di attenuazione dei tagli avviata dall'OPEC+¹ a partire dallo scorso luglio, l'incremento è stato di per sé molto contenuto, rivelando le difficoltà riscontrate nel tentativo di adeguare la produzione alla ripartenza dei consumi. La frenata degli investimenti nell'*upstream*, registrata a partire dal 2014, ha seriamente compromesso la creazione di nuova capacità produttiva, elemento che è andato sommandosi a tensioni in diversi paesi in seno all'OPEC+ e alla diminuzione – per la prima volta da trent'anni a questa parte – della capacità mondiale di raffinazione.

1 Fanno parte di OPEC+, oltre a tutti i paesi OPEC, anche Russia, Messico, Oman, Azerbaigian, Kazakistan, Malesia, Bahrein, Brunei, Sudan, Sud Sudan.

TAV. 1.3 Produzione mondiale di petrolio^(A) dal 2017 al 2021 e previsione per il 2022 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2017	2018	2019	2020	2021	PREVISIONE 2022
Paesi OCSE	24,4	26,9	28,6	27,9	28,2	29,7
Americhe	20,5	23,0	24,8	23,8	24,3	25,8
Europa	3,5	3,5	3,4	3,6	3,4	3,4
Asia-Oceania	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE	31,5	31,6	31,8	30,3	30,5	29,5
Russia e altri paesi CSI	14,3	14,6	14,6	13,5	13,8	12,3
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,9	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
Resto Asia	3,6	3,4	3,3	3,0	2,9	2,8
America Latina	5,1	5,1	5,3	5,3	5,3	5,6
Medio Oriente	3,1	3,1	3,0	3,0	3,1	3,2
Africa	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
Altro non OPEC						
Guadagni di raffinazione	2,3	2,4	2,4	2,1	2,3	2,3
Biocarburanti ^(B)	2,5	2,7	2,8	2,6	2,8	2,9
TOTALE NON OPEC	60,7	63,5	65,6	63,0	63,7	64,5
TOTALE OPEC	36,9	36,8	35,0	30,8	31,5	33,6^(D)
Greggio	31,5	31,4	29,5	25,7	26,4	28,2^(D)
Gas liquidi	5,4	5,4	5,3	5,1	5,1	5,4
TOTALE MONDO	97,6	100,3	100,6	93,8	95,2	98,1^(C)
Variazione scorte^(C)	-0,5	0,8	0,2	1,9	-2,3	-1,3^(D)

(A) I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (*Natural Gas Liquids* – NGLs) e altre fonti non convenzionali.

(B) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(C) 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.

(D) Previsioni RIE.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2022.

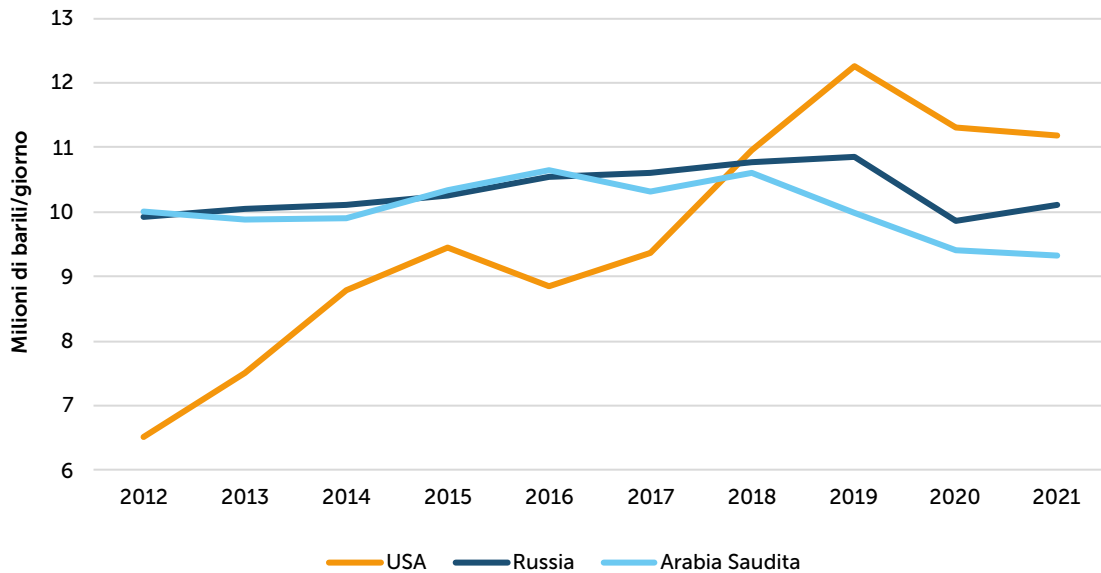
A fronte di un aumento della domanda di 5,6 milioni di barili/giorno, l'offerta è quindi cresciuta di appena 1,4 milioni di barili/giorno, rimanendo inferiore al livello pre-Covid di 5 milioni di barili/giorno. Per il 2022 si stima una crescita di 2,9 milioni di barili/giorno rispetto all'anno precedente, per un livello complessivo di 98,1 milioni di barili/giorno.

L'offerta non OPEC, in buona parte estranea all'intesa OPEC+, ha segnato un aumento pari all'1,1%, portandosi a 63,7 milioni di barili/giorno. La produzione USA, che già nel 2020 aveva invertito la tendenza di crescita sostenuta degli anni precedenti, ha continuato a registrare una variazione annua negativa, nonostante il significativo aumento dei prezzi. La produzione nazionale si è infatti fermata a 11,2² milioni di barili/giorno rispetto agli 11,3 del 2020 e al picco di 12,3 del 2019. In aumento, invece, il contributo produttivo della Russia che, tuttavia, dovrebbe subire una battuta d'arresto nel 2022 a causa del conflitto in essere. A livello di area geografica, tuttavia,

2 I dati EIA considerano solo greggio e condensati. Sono quindi sensibilmente inferiori ai dati AIE che includono anche i NGLs e altre fonti non convenzionali.

il contributo più sensibile è quello segnato dalle Americhe, seguite dall'aggregato Russia e paesi CSI. In calo o sostanzialmente stabili i contributi produttivi delle altre zone.

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



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

Sul versante OPEC, l'aumento della produzione (+2,3%) è stato interamente determinato dagli incrementi della Libia e dell'Iran. Il paese africano sta beneficiando dei consistenti sforzi profusi per porre fine al conflitto che lo attanaglia da circa un decennio; quanto all'Iran, invece, l'aumento è avvenuto nonostante le sanzioni economiche ancora vigenti. In calo o stabile la produzione degli altri membri dell'Organizzazione, soprattutto in ragione della ridotta o assente capacità di riserva al di fuori dei paesi del Golfo Persico.

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

PAESI	2020					2021				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	9,77	9,31	8,78	8,99	9,21	8,47	8,53	9,57	9,91	9,15
Iran	2,02	1,95	1,96	2,04	2,00	2,30	2,40	2,47	2,48	2,42
Iraq	4,57	4,13	3,69	3,81	4,05	3,88	3,94	4,06	4,24	4,03
Emirati Arabi Uniti	3,25	2,87	2,84	2,51	2,86	2,61	2,64	2,76	2,86	2,72
Kuwait	2,73	2,42	2,25	2,30	2,41	2,34	2,35	2,44	2,53	2,42
Angola	1,39	1,26	1,24	1,18	1,27	1,14	1,12	1,11	1,12	1,12
Nigeria	1,73	1,57	1,37	1,29	1,49	1,39	1,34	1,27	1,24	1,31
Libia	0,33	0,08	0,11	0,89	0,35	1,15	1,15	1,16	1,12	1,15
Algeria	1,02	0,87	0,84	0,86	0,90	0,87	0,89	0,92	0,96	0,91
Congo	0,30	0,31	0,30	0,28	0,30	0,28	0,27	0,27	0,26	0,27
Gabon	0,19	0,21	0,19	0,20	0,20	0,17	0,18	0,18	0,19	0,18
Guinea Equatoriale	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,08	0,10
Venezuela	0,77	0,52	0,40	0,42	0,53	0,55	0,55	0,59	0,76	0,61
TOTALE	28,19	25,61	24,10	24,88	25,69	25,26	25,48	26,9	27,76	26,39

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

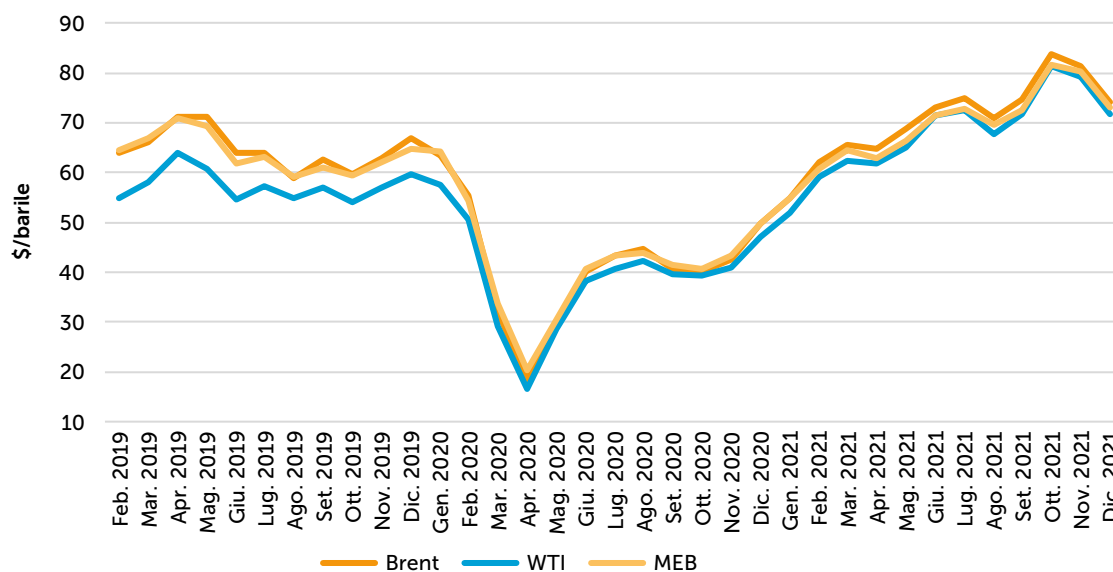
TAV. 1.5 Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (milioni di barili/giorno)

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
Arabia Saudita	12,04	12,00	12,00	12,22	1,40	2,10	2,79	2,21
Iran	3,85	3,80	3,70	3,80	-	-	-	1,30
Iraq	4,84	4,90	4,95	4,82	0,14	0,25	0,85	0,54
Emirati Arabi Uniti	3,35	3,40	3,45	4,03	0,09	0,31	0,59	1,15
Kuwait	2,92	2,86	2,86	2,78	0,12	0,17	0,44	0,23
Qatar	0,62	-	-	-	0,02	-	-	-
Angola	1,58	1,45	1,45	1,17	0,10	0,17	0,18	0,02
Nigeria	1,72	1,80	1,80	1,53	0,06	0,03	0,31	0,32
Libia	1,07	1,17	1,25	1,23	0,08	0,01	0,90	0,18
Algeria	1,07	1,05	1,05	0,99	0,01	0,02	0,15	0,02
Congo	0,34	0,35	0,35	0,29	0,00	0,00	0,05	0,01
Gabon	0,19	0,22	0,22	0,21	0,01	0,03	0,02	-0,01
Guinea Equatoriale	0,13	0,12	0,12	0,12	0,01	0,00	0,01	0,02
Ecuador	0,54	0,55	-	-	0,03	0,03	-	-
Venezuela	1,25	0,78	0,70	0,81	0,00	0,00	0,19	0,01
TOTALE	35,60	34,45	33,90	34,00	2,51	3,12	6,48	6,01

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

Prezzi dei greggi

Nel 2021 il prezzo medio annuale del Brent è cresciuto del 70% rispetto al 2020, portandosi a 70,7 \$/barile. La tendenza è stata prevalentemente rialzista: dopo avere oscillato nella fascia compresa tra i 50 e i 70 \$/barile tra gennaio e maggio, le quotazioni si sono mosse all'interno dell'intervallo 70-90 \$/barile a partire dal mese di giugno, mostrando un netto consolidamento in autunno. Ad alimentare i rialzi è stato, in primo luogo, il miglioramento evidente dello stato pandemico. L'assenza di *lockdown* prolungati ha permesso alla domanda petrolifera – principalmente associata ai trasporti – di ripartire, superando le aspettative. Per adeguarsi al mutato contesto, l'OPEC+ ha così deciso, nel mese di luglio, di attenuare i tagli alla produzione avviati nel 2020, annunciando un piano di progressivi aumenti mensili di 400.000 barili/giorno, da attuare tra agosto 2021 e dicembre 2022. Tuttavia, le diverse tensioni interne ai paesi OPEC e gli scarsi aumenti di capacità produttiva imputabili al crollo degli investimenti *upstream* dal 2014 in avanti hanno compromesso l'elasticità dell'offerta, che non ha saputo tenere il passo di una domanda in rapida ascesa.

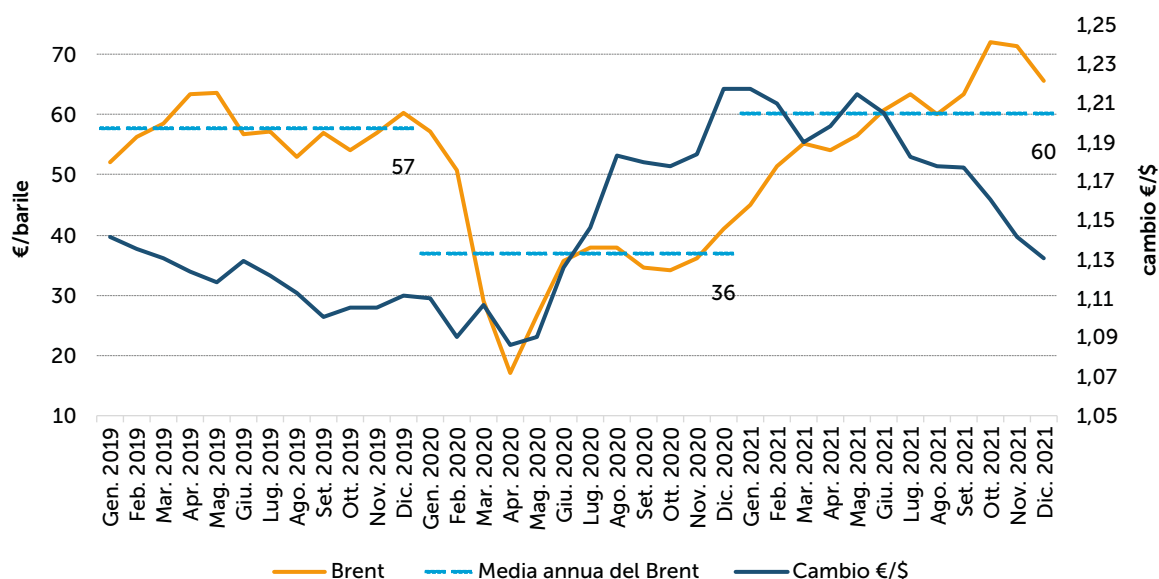
FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (Middle East Basket)

Fonte: Platts.

Il Brent ha toccato il picco giornaliero di 86,4 \$/barile il 26 ottobre 2021: un simile livello di prezzo ha indotto il presidente americano Biden a coordinare – insieme a Cina, India, Giappone, Corea del Sud e Gran Bretagna – il rilascio di scorte strategiche al preciso scopo di raffreddare i prezzi, in risposta al diniego dell'OPEC+ di attenuare i tagli in misura superiore a quella programmata. La mossa ha avuto un effetto ribassista solo nell'immediatezza dell'annuncio; le quotazioni hanno infatti continuato a mantenersi su livelli elevati e superiori agli 80 \$/barile anche a fine anno, quando si sono diffusi timori legati alla cosiddetta variante Omicron e al suo potenziale impatto sui consumi.

Il differenziale tra Brent e WTI è stato minimo e si è sensibilmente assottigliato rispetto al 2020: per tutto il 2021 si è mosso tra 1,7 e 3,6 \$/barile in media mensile. Ancora più contenuto il differenziale rispetto al paniere di greggi medio-orientali, quasi sempre inferiore ai 2 \$/barile.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Platts e Banca centrale europea.

Nel 2021 i fondamentali di mercato hanno restituito un quadro complessivamente teso e particolarmente vulnerabile a qualsivoglia *shock* lato offerta, reale o potenziale. È in questo contesto che si è poi innestata, a febbraio 2022, la crisi russo-ucraina che ha riportato il petrolio al di sopra dei 100 \$/barile, toccando un picco di 123 \$/barile il 7 marzo. Simili livelli non si riscontravano dai tempi della Primavera Araba, nel 2012.

Relativamente al cambio euro/dollaro, si nota una sostanziale stabilità rispetto al 2020: si è, infatti, attestato in media annua a 1,18 \$ per 1 € rispetto all'1,14 del 2020 (Fig. 1.3). Il costo in euro del greggio importato è quindi significativamente aumentato, in linea con l'andamento della quotazione espressa in dollari. Rispetto al 2020 si registra un aumento del 64%, a 59,9 €/barile.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Dopo la temporanea riduzione del 2020 (-1,8%), causata dalla pandemia e dal calo delle attività economiche, il 2021 ha visto un'importante ripresa dei consumi di gas a livello globale, che hanno segnato un rialzo del +4,5%, superando così i livelli pre-Covid e la soglia dei 4.000 G(m³). L'aumento della domanda è conseguenza della ripresa dei consumi dell'industria e della produzione elettrica, nonché delle condizioni meteorologiche che nella prima parte dell'anno hanno determinato un maggiore fabbisogno per riscaldamento. La crescita dei consumi di gas è rallentata nella seconda metà del 2021, a causa dell'aumento dei prezzi e dell'attenuazione della ripresa economica. Su base annua, l'aumento è stato trainato soprattutto dai consumi asiatici (+8,7% l'Eurasia e +6,4% l'Asia del Pacifico) e in particolare dalla "fame energetica" della Cina (+12%) dovuta al rimbalzo della sua economia e ai crescenti impieghi del metano nei vari usi. Inoltre, un inizio 2021 molto freddo ha sostenuto i consumi

per riscaldamento nelle aree asiatiche ed euro-asiatiche. Molto significativa anche la crescita della domanda in Russia (+10,9%), mentre risultano sostanzialmente stabili gli impieghi negli Stati Uniti.

Nell'Unione europea (UE 27), dopo una diminuzione di quasi il 3% nel 2020, la domanda è cresciuta di 17 G(m³), per un rialzo del 4,3%, giungendo al livello di consumo più elevato dal 2011 (412 G(m³)). Le cause sono da ricercare nella ripresa delle attività economiche e in un maggiore utilizzo del metano nella produzione elettrica, dovuto in questo caso anche alla riduzione della produzione eolica nel Nord-Europa e a un minore ricorso a nucleare e carbone in Francia e Germania. Una primavera ritardata ha inoltre protratto i consumi per il riscaldamento.

TAV. 1.6 Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo^(A) (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2020/2021
Africa	158	162	158	167	5,7%
Asia-Pacifico	815	840	846	900	6,4%
Centro e Sud America	159	152	138	150	8,7%
Eurasia	668	658	633	688	8,7%
Europa	536	537	525	557	6,1%
Medio Oriente	542	545	548	561	2,4%
Nord America	1.059	1.097	1.071	1.075	0,4%
TOTALE MONDO	3.935	3.990	3.919	4.097	4,5%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.783	1.827	1.790	1.819	1,6%
Unione europea (UE 28)	471	486	468	488	4,3%
Unione europea (UE 27)	390	407	395	412	4,3%
Cina	283	307	325	364	12,0%
USA	859	888	869	867	-0,2%
Russia	493	482	460	510	10,9%

(A) La domanda non include le iniezioni nette in stoccaggio.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE, *Monthly Gas Statistics* e Eurostat.

Nei Paesi OCSE la crescita è stata dell'1,6%, dopo la riduzione del 2% dell'anno precedente. Pesa sul valore medio l'invarianza nei consumi dell'area americana; mentre l'area europea ha registrato un aumento della domanda del 6%.

TAV. 1.7 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m³))

AREA DI CONSUMO	2017	2018	2019	2020	2021
OCSE Americhe					
Produzione interna	997	1.099	1.185	1.172	1.196
+ importazioni	133	122	119	110	118
- esportazioni	174	183	208	221	268
- variazione scorte	-8	-10	12	8	-7
Consumo lordo^(A)	953	1.039	1.068	1.048	1.047

(segue)

AREA DI CONSUMO	2017	2018	2019	2020	2021
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	133	149	170	170	173
+ importazioni	176	184	172	168	172
- esportazioni	75	92	100	102	107
- variazione scorte	1	2	-1	-1	-0,3
Consumo lordo ^(A)	226	233	237	236	235
OCSE Europa					
Produzione interna	244	234	219	202	194
+ importazioni	744	757	776	733	737
- esportazioni	461	470	450	442	414
- variazione scorte	-3	9	20	-13	-23
Consumo lordo ^(A)	530	511	522	507	537
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.373	1.482	1.574	1.544	1.564
+ importazioni	1.053	1.063	1.067	1.011	1.027
- esportazioni	710	744	758	765	789
- variazione scorte	-10	1	31	-6	-30
Consumo lordo ^(A)	1.709	1.783	1.827	1.790	1.819

(A) Il consumo lordo include differenze statistiche che non sono evidenziate.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*.

La Germania, maggiore mercato europeo del gas, ha segnato nel 2021 un aumento della domanda del 4,8%; l'Italia una crescita del 7,3% e il Regno Unito del 4,1%; in Francia l'incremento è stato del 6,0% e in Spagna del 5,7%.

TAV. 1.8 Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m³))

PAESI	2017	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2020-2021
Austria	9,5	9	9,3	8,8	9,3	5,7%
Belgio	17,3	17,7	18,2	18,3	18,3	0,0%
Bulgaria	3,3	3,1	2,9	3	3,4	13,3%
Cechia	8,7	8,3	8,7	8,8	9,5	8,0%
Croazia	3	2,8	2,9	3	2,9	-3,3%
Danimarca	3,1	3	2,9	2,8	3	7,1%
Estonia	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	25,0%
Finlandia	2,3	2,6	2,6	2,4	2,4	0,0%
Francia	42,9	40,9	41,6	38,6	40,9	6,0%
Germania	92,5	85,3	91,8	89,3	93,6	4,8%
Grecia	4,9	4,9	5,2	5,8	6,5	12,1%
Irlanda	5,2	5,4	5,4	5,5	5,2	-5,5%

(segue)

PAESI	2017	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2020-2021
Italia	75,2	72,7	74,3	70,9	76,1	7,3%
Lettonia	1,3	1,4	1,4	1,1	1,2	9,1%
Lituania	2,3	2,3	2,2	2,4	2,3	-4,2%
Lussemburgo	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	14,3%
Paesi Bassi	46,4	43	44,9	44,1	42,3	-4,1%
Polonia	20,4	20,8	21,3	22	23,4	6,4%
Portogallo	6,2	5,8	6	6	5,8	-3,3%
Regno Unito ^(A)	79,6	80,9	79,3	73,3	76,3	4,1%
Romania	12	12	11,2	11,7	12,1	3,4%
Slovacchia	4,7	4,6	4,7	4,9	5,5	12,2%
Slovenia	0,9	0,9	0,9	0,9	1	11,1%
Spagna	31	31	35,4	31,7	33,5	5,7%
Svezia	0,8	0,8	1,1	1,1	1,3	18,2%
Ungheria	10,4	10,1	10,2	10,6	11,2	5,7%
UNIONE EUROPEA (UE 28)	485,2	470,6	485,7	468,1	488,3	4,3%
UNIONE EUROPEA (UE 27)	405,6	389,7	406,4	394,8	412	4,3%

(A) Dal 1° febbraio 2020 il Regno Unito non fa più parte dell'Unione europea.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* ed Enerdata.

Offerta di gas naturale

Nel 2021 la produzione mondiale è aumentata del 4,5%, crescendo in tutte le aree considerate tranne che in Europa (-3,3%) e nell'Unione europea, in particolare. L'area euroasiatica ha segnato l'incremento maggiore con un +10,0%, con la Russia che ha registrato un aumento del 10,1%. La produzione in Africa è aumentata dell'8,7%, mentre negli Stati Uniti si è registrato un incremento limitato al +2%. Significativo il nuovo aumento della produzione cinese, pari a +8,5%. Nell'Unione europea (UE 27) è proseguita la tendenza al declino della produzione, che ha fatto segnare nel 2021 un calo del -9,1%, sia per riduzione naturale della produzione dei siti, sia per decisioni politiche (il governo olandese ha stabilito una riduzione graduale, fino alla chiusura nel 2022, della produzione dal giacimento di Groningen, il più grande del paese). In forte diminuzione anche la produzione del Regno Unito (-17%). Leggera crescita, invece, per quella norvegese (da 112 a 115 G(m³)).

TAV. 1.9 Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2020/2021
Africa	248	252	241	262	8,7%
Asia-Pacifico	612	641	634	656	3,5%
Centro e Sud America	173	170	156	162	3,8%
Eurasia	932	941	886	975	10,0%
Europa	246	227	211	204	-3,3%

(segue)

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2020/2021
Medio Oriente	665	670	671	692	3,1%
Nord America	1.073	1.152	1.144	1.168	2,1%
TOTALE MONDO	3.949	4.053	3.943	4.119	4,5%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.482	1.574	1.544	1.564	1,3%
Unione europea (UE 28)	120	109	95	83	-12,5%
Unione europea (UE 27)	79	70	56	51	-9,1%
Cina	160	174	189	205	8,5%
Usa	877	968	954	973	2,0%
Russia	726	738	692	762	10,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE, *Monthly Gas Statistics*, Eurostat e Commissione europea.

Relativamente ai paesi OCSE, la produzione complessiva è cresciuta dell'1,3% per circa 20 G(m³), le importazioni sono aumentate dell'1,6% e le esportazioni del 3,1%, il saldo import/export rimane largamente positivo (maggiori le importazioni in valore assoluto). Per l'area OCSE Europa si osserva una diminuzione del 4% della produzione interna, una modesta crescita delle importazioni (+0,6%) e una riduzione dell'esportazione del 6,3%. Le scorte segnano una variazione negativa di circa 23 G(m³) (Tav. 1.7).

Sempre con riferimento all'area OCSE Europa, il 45% delle importazioni nel 2021 proviene da Paesi europei, il 14% dalla Russia, il 3% dall'Asia e il restante 37% da altri Paesi.

TAV. 1.10 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2017	2018	2019	2020	2021
America del Nord	126,8	116,4	113,9	104,6	114,8
Asia ^(A)	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0
Altre aree	6,3	5,7	4,8	5,0	2,7
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	133,1	122,5	118,7	109,6	117,5
Oceania	46,0	51,6	53,4	52,1	50,1
Asia ^(A)	79,5	74,8	65,7	62,6	61,6
Europa e Russia	13,2	12,6	12,4	11,7	13,1
Altre aree	37,1	42,9	40,2	42,0	47,5
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	175,9	181,9	171,7	168,3	172,3
Europa	377,8	376,7	368,2	351,9	335,0
Russia	69,0	76,9	83,3	93,7	104,3
Asia ^(A)	23,6	24,3	36,8	29,8	22,4
Altre aree	268,8	272,2	288,0	257,8	275,5
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	739,2	750,1	776,2	733,1	737,3

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, aprile 2022.

Significativa l'analisi della situazione nell'Unione europea che nel 2021, a seguito del forte rimbalzo dei consumi, ha fatto registrare un aumento delle importazioni del 3%, passando da 326,7 a 337,5 G(m³). La Germania ha importato 83 G(m³), seguita dall'Italia con quasi 73, dalla Francia con 40 e dalla Spagna con 34. La Russia con il 45,3% (quasi 155 G(m³)) è il principale fornitore dell'Unione europea, in maggior parte tramite gasdotti; seguono la Norvegia con il 23,6%, l'Algeria con il 12,6%, gli Stati Uniti con il 6,6%, il Qatar con 4,9%; il restante 7,1% proviene da altri fornitori, tra cui l'Azerbaijan (2% circa) e la Libia (1%). Circa il 24% è giunto in Europa tramite GNL (fonte: Commissione europea).

Relativamente alle forniture russe tramite gasdotto, i volumi transitati attraverso il Nord Stream 1 sono stati quasi 58 G(m³), praticamente invariati anno su anno; attraverso l'Ucraina i volumi in transito (contando solo le destinazioni all'interno dell'UE) sono stati invece di 37 G(m³), in calo rispetto ai 42 G(m³) nel 2020; il passaggio attraverso la Bielorussia ha raggiunto i 33 G(m³) (36 G(m³) nel 2020), mentre il transito sul Turk Stream è stato di oltre 9 G(m³), contando solo le destinazioni UE, rispetto a 5,8 G(m³) nel 2020 (fonte: Commissione europea). Complessivamente, nel 2021 le forniture russe tramite gasdotto sono scese del 3,5% rispetto al 2020, nonostante la crescita dei consumi europei. Il calo delle importazioni dalla Russia è stato più pronunciato nel quarto trimestre dell'anno, quando ha raggiunto quasi il -25% rispetto allo stesso periodo 2020, riguardando in particolare le forniture *spot*. Per la fine del 2021 era atteso entrare in funzione il Nord Stream 2, dalla Russia alla Germania, ultimato all'inizio di settembre 2021 e con una capacità di 55 G(m³), ma a metà novembre l'Agenzia federale tedesca delle reti (Bundesnetzagentur) ha annunciato la sospensione temporanea del processo di approvazione per tale gasdotto, a causa di un ostacolo legale.

Nel 2021, le importazioni di GNL in EU 27 sono state di 80 G(m³), rispetto agli 84 del 2020. La Spagna ha importato 21,4 G(m³), seguita da Francia (18,1), Italia (9,8), Olanda (8,6) e Portogallo (5,9). La Gran Bretagna ha importato 15,1 G(m³), rispetto ai 17,9 G(m³) del 2020 (fonte: Commissione europea e MiTE). Il calo complessivo delle importazioni europee di GNL, nonostante la crescita del fabbisogno, è conseguente alla forte concorrenza sui volumi flessibili di GNL esercitata dall'Asia e dal Sud America.

Nel 2021, gli Stati Uniti sono stati il principale fornitore di GNL per l'UE (22,3 G(m³)), seguiti da Qatar (16,3), Russia (16), Nigeria (11,2), Algeria (8,5) e Trinidad Tobago (2). Altri paesi hanno contribuito per un ammontare complessivo di 3,7 G(m³) (fonte: Commissione europea).

L'UE ha coperto il fabbisogno del 2021 anche attraverso un maggiore ricorso agli stoccaggi, con una variazione del saldo iniezioni/prelievi di circa -23 G(m³). Gli stoccaggi europei sono così entrati nella fase di erogazione autunnale con un livello di riempimento basso, pari al 77%, e hanno chiuso l'anno al 54%, in confronto rispettivamente al 95% e al 75% del 2020 (fonte: GIE).

La dipendenza dell'UE dalle importazioni è stata dell'83,1% rispetto all'83,7% del 2020 (fonte: Eurostat).

Nel 2021 i volumi scambiati agli *hub* europei sono leggermente diminuiti rispetto all'anno precedente, mentre la domanda è aumentata. Di conseguenza, il *churn rate* è sceso da 12,5 a 12. Gli scambi sull'*hub* principale, l'olandese TTF, sono però aumentati del 5% anno su anno, mentre la sua quota sul totale del commercio di gas europeo è salita dal 70% nel 2020 all'80% nel 2021. Il TTF è sempre più scelto come sede di coperture sia dal mercato europeo, sia globale. Al contrario, i volumi scambiati sul secondo *hub* più grande d'Europa, l'NBP in Regno Unito,

sono crollati di oltre il 30%. In generale, gli scambi sulle borse hanno continuato a guadagnare terreno, con volumi in aumento di oltre il 30%, in gran parte a scapito degli OTC (*over the counter*), i cui volumi sono diminuiti di oltre il 20%. Di conseguenza, la quota delle borse sul totale dei volumi scambiati è passata dal 38% nel 2020 a poco più del 50% nel 2021.

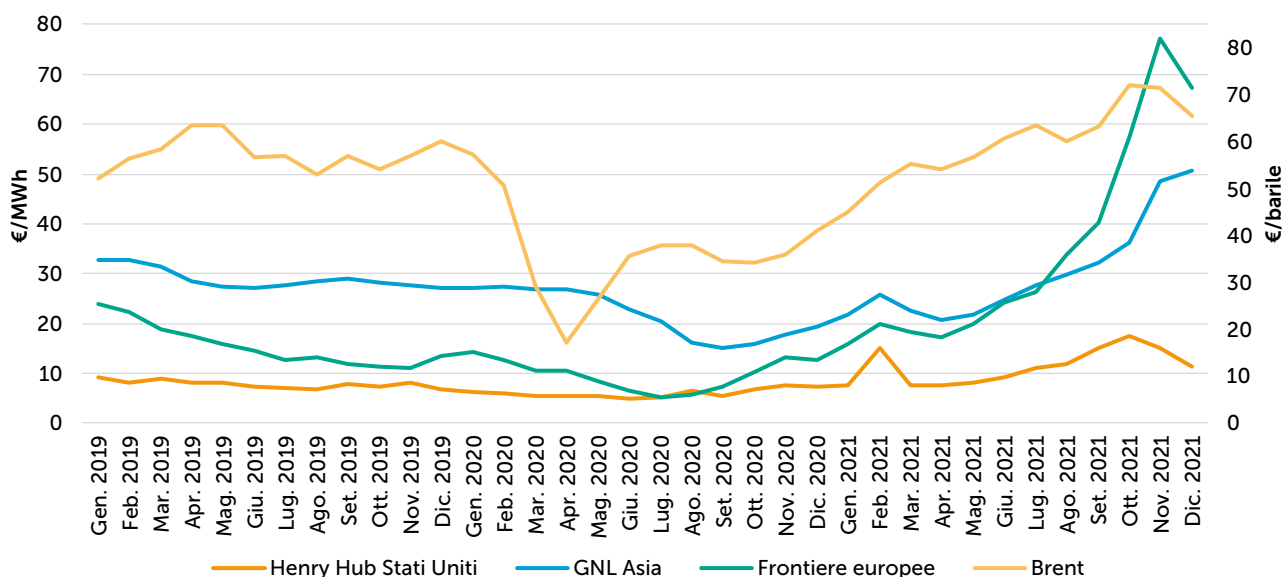
I volumi commercializzati sull'Henry Hub, principale punto di scambio americano, sono aumentati del 15% rispetto al 2020, fino a raggiungere il livello più alto dal 2014. Incertezza sul mercato e fondamentali deboli hanno sostenuto l'attività commerciale in un momento in cui la domanda interna si è dimostrata in lieve riduzione. In Asia, il commercio di derivati (ICE JKM) ha continuato ad aumentare, con un rialzo di quasi il 20% su base annua. Ciò riflette il crescente interesse dei partecipanti al mercato nella diversificazione della gestione del rischio e delle strategie di copertura, man mano che aumenta nel loro portafoglio il peso dei contratti di GNL *spot* e a breve termine.

Prezzo del gas

Dopo la forte riduzione che aveva caratterizzato il 2020, a causa della contrazione della domanda mondiale dovuta alla pandemia e dell'abbondanza globale di offerta, con i prezzi europei agli *hub* che avevano toccato verso metà anno i minimi di sempre, il 2021 ha conosciuto uno straordinario rialzo dei prezzi europei e asiatici. Soprattutto nella seconda metà dell'anno, il contesto dei fondamentali di mercato è rapidamente e completamente mutato. In Europa, i record storici delle quotazioni *spot* e a breve termine sono stati ripetutamente infranti negli ultimi mesi del 2021. In seguito, verranno ulteriormente superati, dopo il 24 febbraio 2022, in conseguenza dell'invasione russa dell'Ucraina.

Pur in un contesto di sensibile aumento delle quotazioni, la sola area di mercato a non essere stata coinvolta nella corsa dei prezzi è stata quella nordamericana, 'protetta' dalla produzione nazionale e quindi meno esposta alle importazioni, nonché da una domanda interna stagnante. Le quotazioni all'Henry Hub, pur conoscendo un aumento relativo rispetto agli anni precedenti (+94% in confronto al 2020 e +54% rispetto al 2019), sono rimaste in media annua sotto la soglia degli 11,5 €/MWh circa, sfiorando i 17,5 €/MWh solo nel mese di ottobre, mantenendosi quindi ben inferiori a quelli delle altre aree di mercato. Infatti, i prezzi medi del GNL asiatico (ancora comunque caratterizzati da un peso significativo di volumi correlati alle quotazioni dei prodotti petroliferi) sono passati da 22 €/MWh a gennaio a 50,7 €/MWh a dicembre (31 €/MWh in media annua), mentre quelli europei (stima prezzi alle frontiere) hanno conosciuto un rialzo ancora maggiore, da 16 circa a 67,3 €/MWh.

Nel 2021, in Europa i prezzi *spot* all'ingrosso agli *hub* del gas sono in media annua più che quadruplicati rispetto al 2020. All'*hub* italiano PSV le quotazioni sono passate dai 19,8 €/MWh di gennaio ai 109,5 di dicembre (44,6 €/MWh in media annua). Andamento analogo si riscontra negli altri principali punti di scambio europei. Il TTF, primo *hub* europeo per dimensione degli scambi, liquidità e significatività dei valori, è salito da 19,3 €/MWh a inizio anno a 106,1 €/MWh a fine 2021 (in media annua 44 €/MWh) (Fig. 1.5).

FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent

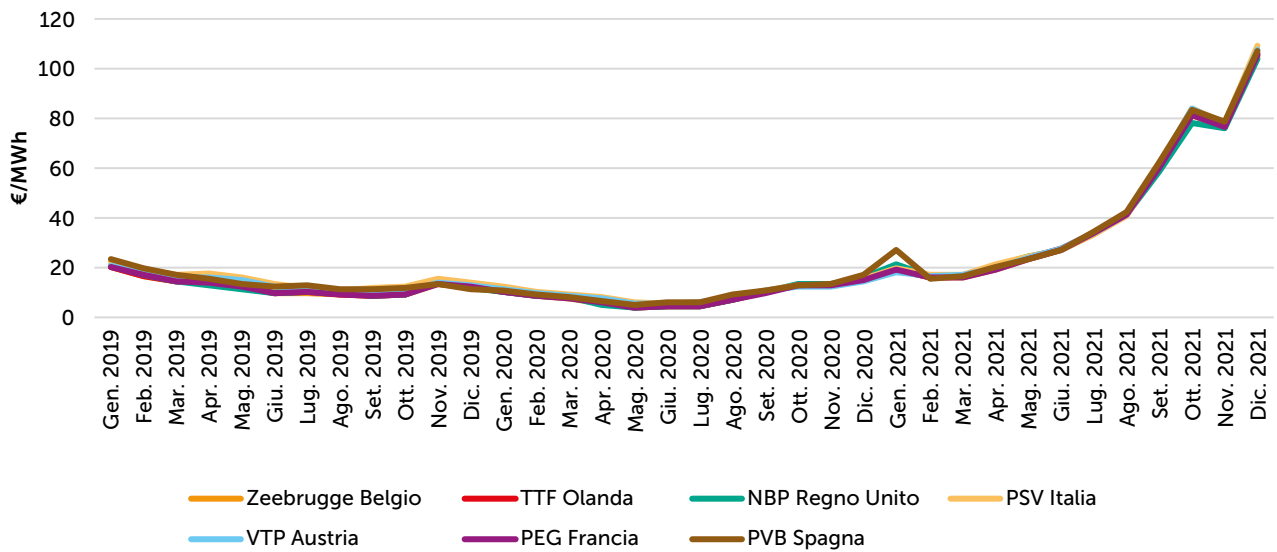
Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

Le cause del continuo rialzo dei prezzi, esplosi a inizio estate 2021 e aggravatisi nel corso dell'autunno, sono da ricercare in alcuni principali fattori: ripresa della domanda di gas europea più rapida e intensa del previsto dopo la pandemia; accresciuta interrelazione tra mercati asiatici ed europei, in concorrenza per assicurarsi i volumi di GNL non legati a contratti a lungo termine, diventati quindi i *price maker* dei mercati *spot* (nel dicembre 2021 il GNL *spot* asiatico ha raggiunto i 129,7 €/MWh); forte crescita della domanda asiatica trainata da un inizio 2021 molto freddo e soprattutto dai consumi della Cina; volumi di GNL disponibili sul mercato globale minori di quelli attesi, sia per un ammanco di capacità di liquefazione (guasti, manutenzioni, interruzioni, ritardi nell'entrata in esercizio di nuovi impianti), sia per colli di bottiglia sulle rotte di trasporto; mancato riempimento degli stoccaggi europei, prima per motivi climatici (la primavera fredda ha dirottato al consumo volumi destinati a riserva) e poi commerciali (non convenienza a immettere gas nei siti a prezzi elevati); volumi delle esportazioni russe sui minimi contrattuali degli accordi di lungo termine e quasi cessata immissione da parte di Gazprom di volumi *spot* sul mercato europeo; effetti di una riduzione progressiva degli investimenti globali nell'*upstream* della filiera avvenuta negli ultimi anni.

La combinazione di questi fattori si è riflessa profondamente sui prezzi in Europa, considerando che l'80% del gas che consuma è basato sulla *gas-to-gas competition* e solo meno del 20% è rimasto indicizzato al petrolio (fonte: IGU). Nei mesi autunno-invernali si sono osservate oscillazioni giornaliere dei valori agli *hub* anche nell'ordine di circa 9,5-14 €/MWh, mai registrate in precedenza con tale ampiezza e frequenza, a seconda delle notizie che giungevano sui mercati.

Il prezzo medio 2021 degli *hub* è stato di 44,2 €/MWh, quasi 5 volte in più rispetto al 2020 (9,22 €/MWh). Le quotazioni tra gli *hub* europei sono rimaste sempre molto allineate (Fig. 1.5): in media annua si va da un minimo di 43,4 €/MWh dell'*hub* belga di Zeebrugge a un massimo di 45,7 €/MWh del PVB spagnolo (quindi entro un *range* del 3,8%). Sempre in termini di media annua, i valori al PSV sono risultati superiori a quelli del TTF di 0,7 €/MWh (+1,6%), differenziale in diminuzione rispetto a 1,1 €/MWh del 2020 (+12,6%) (Fig. 1.5).

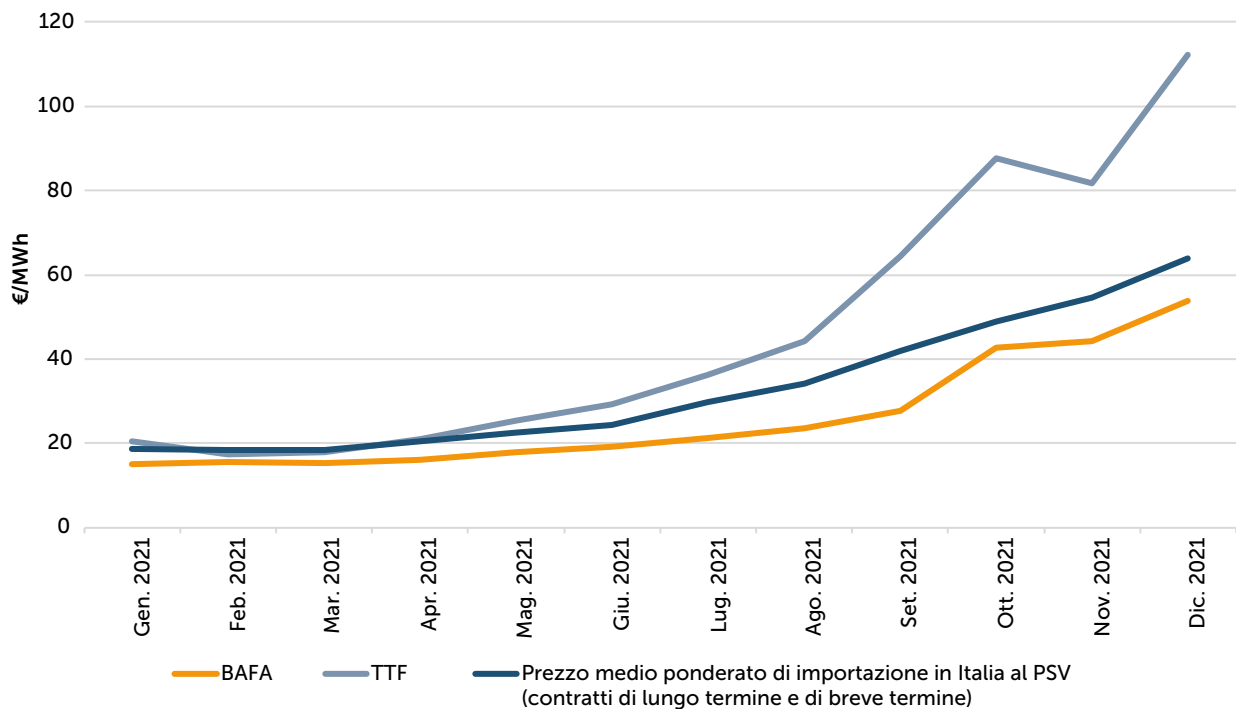
FIG. 1.5 Prezzo del gas naturale negli hub europei



Fonte: Platts.

L'indice BAFA, che rappresenta il prezzo mensile di importazione della Germania, media tra i valori del gas importato con contratti pluriennali (prevalenti) e a breve termine, ha fatto rilevare nel 2021 valori costantemente inferiori a quelli *spot* dell'*hub* tedesco THE e a quelli del TTF olandese. Valori consimili risultano essere stati registrati anche per il prezzo italiano calcolato dall'Autorità nell'ambito del monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia³ che, a differenza del prezzo BAFA, include anche i costi di trasporto fino al PSV, all'interno del sistema nazionale.

FIG. 1.6 Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione



Fonte: ARERA, Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

3 Si rimanda alla Segnalazione dell'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente a Parlamento e Governo. Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia del 14 giugno 2022.

Mercato internazionale del GNL

Dopo il modesto aumento del 2020 (+0,4% rispetto al 2019), nel 2021 il commercio internazionale di GNL ha registrato una crescita del 4,5%, per un volume di 372,3 Mt. Si tratta, tuttavia, di un incremento inferiore a quello del 2019 (+13%) e al tasso di crescita medio annuo dell'8% registrato nel periodo 2015-2019.

Lato domanda, a livello regionale, la ripresa è stata disomogenea e ha interessato maggiormente l'Asia, che ha registrato un +7%, assorbendo una quota del 73,2% (+2 punti percentuali rispetto al 2020) del commercio internazionale. A trainare l'aumento è stata, soprattutto, la Cina che con quasi 80 Mt (+15% sul 2020) ha superato come primo importatore mondiale il Giappone, che invece ha fatto rilevare volumi stabili rispetto all'anno precedente. Quest'ultimo paese ha risentito di misure di *lockdown* estese anche nel 2021 e di un maggiore ricorso al nucleare per la generazione elettrica. Oltre alle importazioni cinesi, sono cresciuti anche i volumi importati dalla Corea del Sud (+15%) e da alcuni paesi del Sud-Est Asiatico costretti a ricorrere alle importazioni di GNL per fare fronte alla domanda elettrica in aumento (Tailandia +16,8%, Bangladesh +22,2%, Indonesia +20,4% e Myanmar +19%).

Al contrario, hanno conosciuto una riduzione delle importazioni la Malesia (-21,5%), Singapore (-2,2%) e l'India, che ha segnato un calo di quasi il -10%, il più marcato mai registrato, ascrivibile, da un lato, all'aumento record dei prezzi *spot* del GNL (da cui l'India attinge in misura significativa), e, dall'altro, alla crescita della produzione domestica di gas naturale.

Segno negativo anche per l'Europa (-8% circa) che sconta non una mancanza di richiesta, ma un differenziale di prezzo JKM/TTF a favore del *benchmark* asiatico che ha reso più attrattive per gli esportatori le coste di questo mercato. Si confermano, quali principali importatori europei, la Spagna, il Regno Unito e la Francia.

Merita anche rilevare un aumento di utilizzo di GNL del Sud America, in particolar modo del Brasile, che ha visto quadruplicare le sue importazioni (+193%) per fare fronte a una forte siccità che ha ridotto notevolmente la produzione idroelettrica.

Lato offerta, il bacino del Pacifico si conferma come l'area da cui muovono la maggior parte delle esportazioni (38,6% per circa 144 Mt) anche se, rispetto all'anno precedente, i volumi hanno conosciuto una flessione dell'1,6%. A ridursi sono state le esportazioni di tutti i principali paesi dell'area, a eccezione della Malesia (+4,6%) e dell'Australia (+1%), che con 78,5 Mt continua a essere il primo esportatore. In linea con l'anno scorso sono state le esportazioni del Medio Oriente (+0,6% e 93,2 Mt) che copre un quarto dell'offerta mondiale. Hanno invece registrato un aumento del +15,2% i volumi in esportazione del bacino Atlantico (135,2 Mt). In questo caso, metà dell'offerta aggiuntiva deriva dagli Stati Uniti, che hanno raggiunto un volume di 67 Mt, in ragione dell'entrata in funzione di un nuovo treno di liquefazione (il sesto a Sabine Pass) e dell'operatività a pieno regime di 5 treni le cui attività erano partite nel 2020. Complessivamente, i primi 3 esportatori di GNL (Australia, USA e Qatar) del 2021 hanno coperto una quota del 60%, 4 punti percentuale in più rispetto al 2020 (Tav. 1.11)

TAV. 1.11 Principali paesi importatori ed esportatori di GNL (in Mt)

PAESI IMPORTATORI	2021
Cina	79,27
Giappone	74,35
Corea del Sud	46,92
India	24,02
Taiwan	19,44
Spagna	13,82
Francia	12,34
Regno Unito	11,04
Turchia	9,99
Brasile	7,01
Italia	6,88
Altri	67,21
TOTALE	372,29

PAESI ESPORTATORI	2021
Australia	78,52
Qatar	76,96
Stati Uniti	67,03
Russia	29,61
Malesia	24,94
Nigeria	16,42
Indonesia	13,82
Algeria	11,78
Oman	10,22
Papua New Guinea	8,3
Trinidad & Tobago	6,19
Altri	28,5
TOTALE	372,29

Fonte: GIIGNL.

Nella matrice import/export di GNL del 2020 (Tav. 1.12) predominano i flussi tra Asia-Pacifico (Australia, Papua Nuova Guinea e i paesi del Sud-Est Asiatico) e Asia (131 Mt) e fra Medio Oriente e Asia (76 Mt). In Europa i principali flussi di GNL sono giunti dalle Americhe (24 Mt, per un aumento sul 2020 del 7,1%), di cui l'89% dagli Stati Uniti, dall'Africa (21,8 Mt, -1,1%), dal Medio Oriente (18 Mt, -20%), quasi interamente dal Qatar (16 Mt) e dalla Russia (13 Mt, in linea con il 2020).

TAV. 1.12 Commercio globale di GNL nel 2021 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI						RI-ESPOR- TAZIONI RICEVUTE	RI-ESPOR- TAZIONI CONSEGNA- TE	TOTALE
	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA- PACIFICO			
Asia	12,3	-	16,6	35,4	76,0	130,9	2,1	-0,7	272,5
Europa	21,8	0,2	13,0	24,0	17,8	0,1	0,5	-2,3	75,1
Nord America	-	-	-	1,3	-	0,2	-	-	1,5
Sud America	0,5	-	-	14,1	1,6	0,0	0,7	-0,5	16,4
Medio Oriente	1,2	-	-	0,9	4,4	-	0,2	0,0	6,8
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	35,8	0,2	29,6	75,8	99,8	131,2	3,5	-3,5	372,3

Fonte: GIIGNL.

A fine 2021, la capacità di liquefazione a livello mondiale si è attestata a 462 Mt, solo 7,4 Mt in più rispetto a fine 2020 (anno in cui la capacità aggiuntiva era stata di 24 Mt), in gran parte dovuti ai 5 Mt in più del sesto treno di liquefazione di Sabine Pass negli Stati Uniti (1,5 in Indonesia e 0,9 in Russia). In visione prospettica, rimangono pochissimi i nuovi progetti approvati. Il paese con la maggiore capacità di liquefazione continua a confermarsi l'Australia con 87,2 Mt, seguito dagli USA con 81 Mt, che sottraggono la seconda posizione al Qatar con 77 Mt.

Dopo una sola decisione finale di investimento (FID) nel 2020 (Costa Azul in Messico), nel 2021 è stata presa la FID esclusivamente per altri due impianti: il *North Field East* in Qatar (33 Mtpa) e Pluto LNG Train 2 in Australia (5 Mtpa). Un numero esiguo, se paragonato ai progetti decisi prima del 2019, quando il contesto di riferimento era evidentemente considerato dagli investitori meno incerto di quello che ha caratterizzato gli ultimi due anni.

Nel 2021 sono diventati operativi 7 nuovi rigassificatori, di cui tre strutture flottanti (*Floating Storage Regasification Units* – FSRUs) ubicate in mare, per una capacità di rigassificazione aggiuntiva pari a 22,6 Mtpa, superiore a quella di liquefazione. Complessivamente, la capacità di rigassificazione si porta a 993 Mt suddivisa fra 44 paesi, ultimo dei quali la Croazia, diventato importatore proprio nel 2021.

Alla fine del 2021 risultano in costruzione 25 nuovi terminali *on shore* e 19 terminali galleggianti, per una capacità di rigassificazione aggiuntiva di 190 Mtpa, di cui il 72% collocati in Asia. La flessibilità delle strutture flottanti, i loro minori costi e tempi di realizzazione e, verosimilmente, una minore opposizione alla loro realizzazione, rispetto alle infrastrutture *on shore*, stanno rendendo questa opzione preferibile per molti paesi importatori.

Il tasso di utilizzo dei rigassificatori è stato pari al 37% a livello globale. A livello regionale, invece, mentre quello asiatico ha guadagnato 1 punto percentuale sul 2020, attestandosi al 49%, quello europeo ne ha persi 3, chiudendo al 41%, con la Spagna al 28% (31% nel 2020), la Francia al 48% (49% nel 2020), UK 31% (38% nel 2020) e l'Italia invece al 64%, rispetto all'83% dell'anno precedente (fonte: elaborazioni su dati MiTE e siti web delle società di rigassificazione).

Con 68 nuove metaniere varate nel corso dell'anno, la flotta mondiale ha raggiunto 700 unità (di cui 48 sono FSRU). Superano, invece, il centinaio (111) i nuovi ordini del 2021, di cui 3 galleggianti. Si tratta di un numero nettamente più alto rispetto alle 40 nuove navi ordinate nel 2020 e le 62 del 2019. Gli ordini complessivi in essere a fine 2021 ammontavano a 196 navi per una capacità pari al 28% della flotta attuale: di queste, 44 dovrebbero essere consegnate nel 2022.

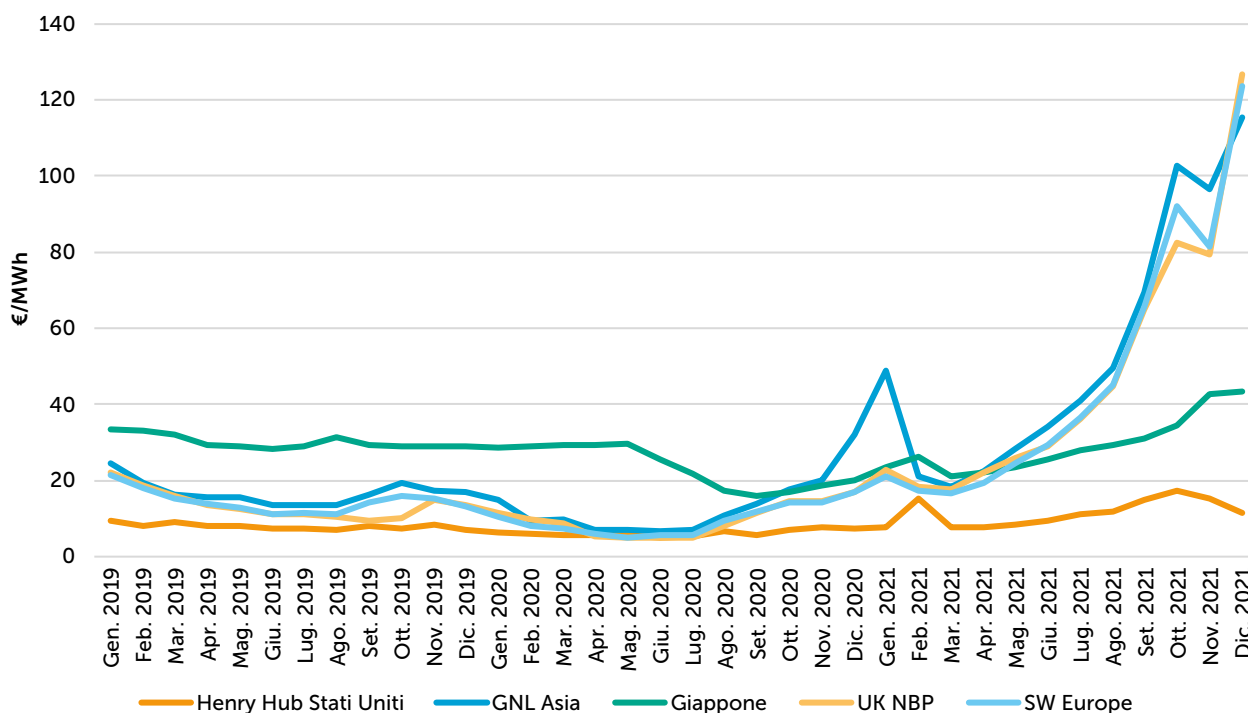
Prezzi del GNL

I prezzi del GNL scambiato *spot* o a breve termine hanno raggiunto in tutto il mondo livelli record nel corso del 2021, iniziando dal mese di marzo una continua corsa al rialzo. La figura 1.7 pone a confronto a livello internazionale i prezzi all'Henry Hub, al National Balancing Point inglese (storicamente considerato come mercato a breve termine di riferimento per il GNL importato in Europa), nell'area Sud-Ovest Europa, nel Nord-Est Asiatico (mercato *spot*) e in Giappone. In Asia, in media annua, il prezzo del GNL importato è stato di 54 €/MWh, quattro volte più elevato di quello registrato nel 2020, mentre quello approvvigionato in Europa Sud-Occidentale si è attestato a 48 €/MWh, in aumento del 400% su base annua. Il differenziale medio di prezzo tra i due mercati si è ampliato, passando da 2,4 €/MWh nel 2019 a 3,4 nel 2020 e a 6,2 nel 2021.

Le cause degli aumenti sono riconducibili a quelle già indicate per l'intero settore del gas naturale. Nello specifico del comparto del gas liquefatto, sono venuti a mancare 20-25 G(m³) rispetto a quanto atteso (interruzioni della produzione in diversi impianti di liquefazione per varie cause e ritardi nell'entrata in esercizio di nuovi impianti), rendendo il mercato corto in un contesto di domanda crescente. A trainare i consumi è stata soprattutto l'Asia, con paesi in crisi energetica (Cina) disposti a pagare il GNL a prezzi elevati, con pesanti ripercussioni sui mercati

europei in termini di riduzione dei carichi verso il vecchio continente. Ha inciso anche la domanda di nuove aree, per indisponibilità di altre fonti, come nel caso dell'idroelettrico in America Latina a causa della siccità. Inoltre, si è registrato un forte rialzo dei costi di nolo che hanno raggiunto i massimi da sempre: a novembre 2021, i tassi di nolo per il transito di un cargo Asia-Pacifico hanno raggiunto il record di 300.000 dollari al giorno.

FIG. 1.7 Prezzi del GNL per aree



Fonte: World Gas Intelligence.

Nel 2021, le transazioni su base *spot* o di breve termine sono diminuite rispetto al 2020 (-6,2 Mt), rappresentando il 36,6% dei volumi di GNL commercializzati rispetto al 40% del 2020. Gli alti prezzi del GNL sul mercato *spot*, sia in Asia che in Europa, hanno scoraggiato tali modalità di acquisto, specie in paesi, come l'India, che si approvvigionano di GNL prevalentemente su base *spot* o breve termine e quindi risultano più sensibili all'andamento dei relativi prezzi. Gli USA consolidano la loro posizione come principale paese esportatore di volumi *spot*, coprendo una quota del 32,2%, seguiti a distanza dall'Australia con il 18,7%.

Nell'anno in esame sono risultate in aumento le riesportazioni passate da 2,6 Mt nel 2020 a 3,5 nel 2021. L'Asia è stato il bacino che ha ricevuto il maggiore ammontare di riesportazioni, mentre l'Europa quello che le effettua maggiormente, soprattutto Spagna e Francia.

Mercato internazionale del carbone

I dati preliminari rilasciati dall'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) stimano per il 2021 una crescita della domanda di carbone intorno al +4,5%, fino a raggiungere circa 7.800 milioni di tonnellate e a riportarsi su livelli

superiori al 2019 e ai massimi dal 2014: un aumento oltre le attese della stessa Agenzia, che a fine 2020 aveva previsto una crescita nell'ordine del +2,6%.

In aumento sono stati sia i consumi delle centrali elettriche (già in rialzo dalla fine del 2020 a causa di un'ondata di gelo che ha colpito l'Asia), sia quelli industriali. Complessivamente, nel 2021 la crescita della richiesta di carbone per la generazione elettrica è quantificabile in quasi il +9% sul 2020 (+4,3% sul 2019), per una produzione complessiva di circa 10.300 TWh, il massimo mai registrato, che ha portato a coprire il 36% del mix elettrico mondiale (fonte: AIE). È cresciuto anche il consumo nell'industria, seppure a un tasso inferiore: +0,2% (-5,4% nel 2020) per il carbone termico (destinato per esempio all'industria del cemento); +0,5% per il carbone metallurgico, utilizzato soprattutto per la produzione dell'acciaio (dopo il calo del 3% del 2020).

Alla base della crescita vi sono tre ragioni principali: la ripresa economica; eventi meteorologici, caratterizzati dal succedersi di un inverno freddo e prolungato e da un'estate molto calda, che hanno sostenuto, insieme alla ripresa economica, la domanda elettrica; l'aumento continuo e straordinario dei prezzi del gas, che hanno reso maggiormente conveniente la generazione a carbone.

Se la domanda è cresciuta velocemente e in maniera sostenuta, non altrettanto si è verificato per l'offerta: complessivamente nel 2021, la produzione carbonifera è aumentata del 4% circa (nel 2020 si era verificato un calo del 5%), mezzo punto percentuale in meno rispetto alla domanda, determinando quindi un ricorso alle scorte.

TAV. 1.13 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2017	2018	2019	2020	2021 ^(A)
Indonesia	394	434	462	405	440
Australia	379	382	395	372	376
Russia	190	210	218	212	226
Stati Uniti	88	105	85	63	80
Sud Africa	71	70	79	75	72
Colombia	103	84	77	54	58
Altri	141	133	139	117	116
MONDO	1.366	1.418	1.455	1.298	1.368
IMPORTATORI DI CARBONE	2017	2018	2019	2020	2021 ^(A)
Cina	284	281	317	314	313
India	210	223	241	214	210
Giappone	187	184	186	184	183
Corea del Sud	139	136	137	123	128
Taiwan	98	67	67	63	64
Germania ^(B)	51	45	41	30	39
Altri	408	456	450	413	434
MONDO	1.377	1.392	1.439	1.341	1.371

(A) Stime AIE.

(B) Per la Germania si considerano le importazioni di *hard coal* che pesano per il 95% sul totale del carbone importato. La fonte è Eurostat fino al 2020 e stima RIE per il 2021.

Fonte: AIE, Eurostat.

Da un punto di vista regionale, nel 2021, ancora una volta, è la Cina a confermarsi il protagonista del mercato. Nonostante gli sforzi intrapresi in un'ottica di decarbonizzazione, il paese segna una nuova crescita nel 2021, quantificabile in circa +4,6% (il tasso maggiore in un decennio) (fonte: Reuters), ascrivibile da un lato alla ripresa economica e dall'altro alle misure di supporto che il Governo ha riconosciuto al settore dell'acciaio, del cemento e alle altre industrie forti consumatrici di carbone. In India, i consumi complessivi sono cresciuti di circa il 13% sull'anno precedente e questa fonte ha coperto oltre il 70% del mix elettrico di generazione del paese.

Negli USA, secondo i dati EIA DOE, nel 2021 la domanda di carbone è aumentata di circa il 15% rispetto all'anno precedente, in ragione della ripresa economica post-pandemica che ha trainato con sé i consumi tanto dell'industria quanto del comparto elettrico (+14,8%), nonché dell'aumento dei prezzi del gas. Nell'Unione europea, i dati di Eurostat indicano per l'anno appena concluso un consumo complessivo di carbon fossile e lignite nell'intorno di 437 milioni di tonnellate, in aumento di quasi il 12% rispetto al 2020. Benché a crescere siano tanto i consumi dell'industria, quanto quelli del settore elettrico, è in questo secondo comparto che si registra un vero e proprio rimbalzo: quasi +20% sul 2020, per una quota sul mix elettrico del 15%, in aumento di 2 punti percentuali sull'anno precedente (fonte: Ember).

Riguardo agli scambi internazionali, le esportazioni sono aumentate globalmente di circa il 5%, con Indonesia, Australia e Russia che si confermano come principali esportatori.

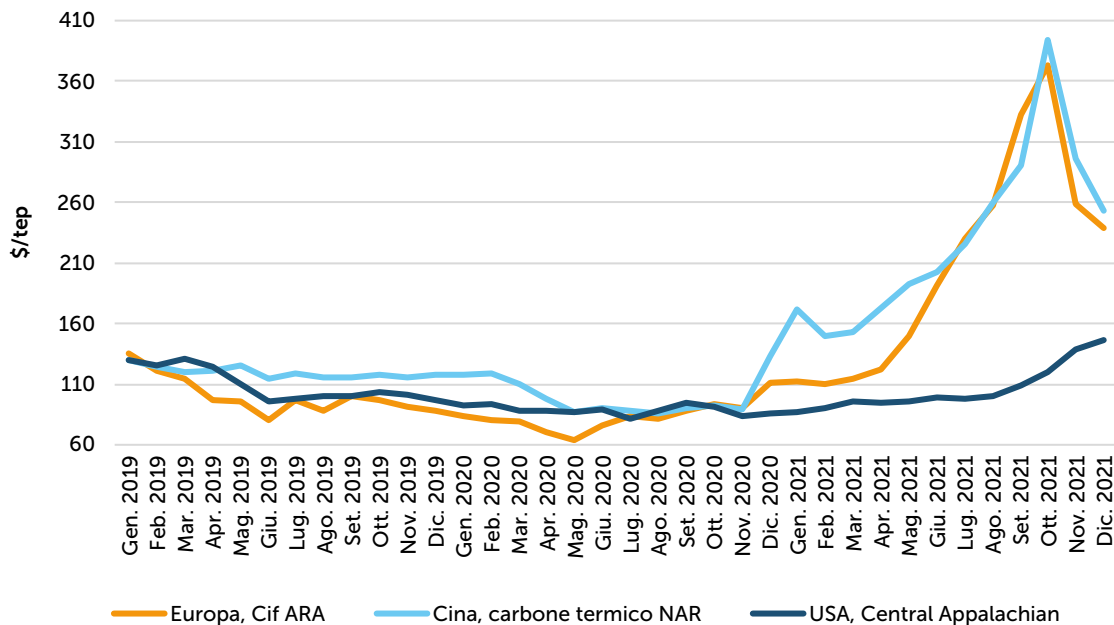
Fra gli importatori spiccano i paesi asiatici, Cina, India, Giappone e Corea che, nell'anno in esame, registrano volumi importati sostanzialmente in linea con quelli del 2020. Segnano, al contrario, un aumento a due cifre (+30% circa) le importazioni di carbon fossile della Germania, che ha fatto maggiore ricorso al carbone nel comparto della generazione elettrica, in ragione di una minore produzione di eolico e dell'eliminazione graduale delle centrali nucleari, fonte che nel 2022 dovrebbe essere abbandonata del tutto.

Prezzo del carbone

I prezzi dei principali carboni di riferimento, quello europeo, cinese e americano, nel 2021 hanno segnato una forte crescita rispetto all'anno precedente. Per Europa e Cina, il rialzo è a tre cifre, pari rispettivamente a +149% e a +134%, con quotazioni medie di quasi 208 \$/tep per il vecchio Continente e circa 230 \$/tep per il colosso asiatico. Negli USA, paese sostanzialmente solo esportatore, l'aumento è stato meno marcato e nell'intorno del +20% (da 88 a 106 \$/tep), ascrivibile alla maggiore richiesta nel comparto della generazione elettrica dove il carbone ha eroso spazio al gas.

Il rialzo delle quotazioni trova giustificazione da un lato nel continuo aumento dei prezzi del gas, che ha portato al ricorso al carbone per la produzione di elettricità anche in Europa, nonostante i prezzi particolarmente elevati dei permessi di emissione; dall'altro, in un'offerta che non è riuscita a tenere il passo della domanda. Problemi di natura congiunturale (eventi meteorologici estremi e instabilità politiche), la scelta dei paesi produttori di ridurre l'esportazione per potere soddisfare la domanda interna, una tendenza strutturale di declino del settore, iniziato ormai da diversi anni (progressiva riduzione degli investimenti e politiche climatiche sempre più restrittive) e ampliatosi con la pandemia, hanno frenato la crescita della produzione, determinando un ricorso massiccio alle scorte e un inevitabile impatto rialzista sui prezzi.

FIG. 1.8 Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali



Fonte: Platts per i benchmark cif NW Europa e Asia; EIA per USA Appalachian.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

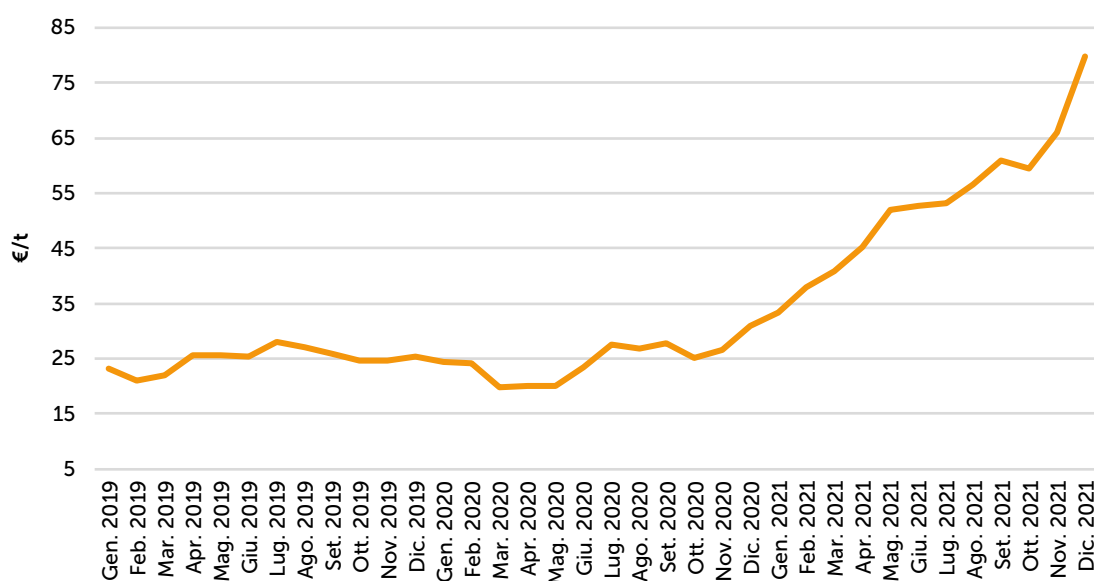
Nel 2021 le emissioni complessive verificate di gas serra degli operatori coperti dal sistema di scambio di quote di emissione UE (ETS) sono aumentate del 7,3% rispetto al 2020, pur risultando in calo in confronto al valore pre-pandemia. Tale incremento è il risultato della crescita dell'8,3% delle emissioni del settore elettrico, del 5,2% dei principali settori industriali e dell'8,7% dell'aviazione.

L'aumento nel comparto termoelettrico è ascrivibile soprattutto allo *switch* da gas a carbone e a una più elevata domanda elettrica nel contesto di ripresa post-pandemica; quello del comparto industriale muove soprattutto dalla crescita economica dell'Unione europea a 27 nel 2021. Ad aumentare sono state soprattutto le emissioni dei comparti del ferro e dell'acciaio (10,4%) e della chimica (20,8%). Il rialzo delle emissioni dell'aviazione ha condotto a valori che restano comunque lontani da quelli del 2019 (-61%) per la difficoltà di ripresa del settore *post* pandemia.

Su una traiettoria di crescita già da aprile 2020, nel corso del 2021 il *carbon price* ha continuato a segnare continui rialzi, chiudendo in media annua a 53,18 €/ton, in aumento del 115% sul 2020 (24,7 €/ton) e del 114% sul 2019 (24,8 €/ton). Su base mensile, dai 33,4 €/ton di gennaio il prezzo si è portato ai 41 di marzo, ai 60 circa di settembre, fino a sfiorare la soglia degli 80 in dicembre. Unica leggera flessione in ottobre (59 €/ton), per effetto della forte volatilità del mercato in attesa delle decisioni della COP26 di Glasgow. A sostenere i prezzi l'avvicinarsi di alcune concause, ormai strutturali:

- restringimento della disponibilità delle quote di emissione sul mercato, dovuto al cosiddetto meccanismo *Market Stability Reserve*⁴ che mira a evitare eccessi di liquidità di permessi nel sistema;
- i nuovi obiettivi UE in materia di emissioni previsti dal pacchetto *Fit for 55*, che imponendo una riduzione dal 40% al 55% entro il 2030 del livello emissivo (rispetto al 1990) eserciteranno un'ulteriore stretta sul mercato dei permessi;
- impennata dei prezzi del gas con cui il *carbon price* ha evidenziato una forte correlazione;
- movimenti di natura finanziaria e speculativa.

FIG. 1.9 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)



Fonte: ICE.

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

I paesi dell'Unione europea⁵ trasmettono all'Eurostat, l'Istituto statistico della medesima Unione europea, i dati relativi ai prezzi dell'energia elettrica e del gas secondo la nuova metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 1952/2016⁶ che ha abrogato la previgente direttiva 2008/92/CE in materia e quindi la metodologia precedentemente in vigore.

⁴ Per una descrizione sintetica del meccanismo si rimanda alla *Relazione Annuale 2020*.

⁵ Dal 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, le statistiche Eurostat non includono più i dati relativi al Regno Unito, in precedenza riportati nei confronti in ragione della dimensione e della rilevanza del paese in questione.

⁶ 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.

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2021 nei diversi paesi per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat alla data del 12 aprile 2022.

Il regolamento aveva fissato al 30 settembre 2017 la prima scadenza per l'invio a Eurostat dei prezzi secondo la nuova metodologia prevedendo, tuttavia, la possibilità per gli stati membri di chiedere una deroga temporanea dall'applicazione delle nuove norme, qualora fossero necessari notevoli adeguamenti o si fosse determinato un onere aggiuntivo rilevante a carico dei rispondenti. L'Italia ha chiesto tale deroga sino al 2019, trovandosi nelle condizioni ivi previste, vale a dire in presenza di oneri aggiuntivi rilevanti a carico dei rispondenti, tra l'altro particolarmente numerosi.

Oltre all'Italia hanno richiesto deroghe Germania, Spagna e Cipro. La nuova metodologia non ha inciso sulla rilevazione dei prezzi finali, ma solo sui criteri di ripartizione tra le loro singole componenti⁷, la revisione metodologica va comunque adeguatamente considerata nel momento in cui si operano confronti tra i valori di prezzo negli ultimi anni e in particolare tra le loro singole componenti.

Prezzi dell'energia elettrica

I prezzi medi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani mantengono per il 2021 la posizione relativa del 2020 rispetto agli altri paesi dell'Area euro in termini di prezzi al lordo degli oneri e delle imposte, a fronte però di un peggioramento della posizione in termini di prezzi netti, compensato in parte dall'ampliamento delle differenze negative esistenti in relazione agli oneri e alle imposte.

Nel complesso, infatti, la media ponderata dei prezzi lordi delle cinque classi di consumo domestiche cresce nel 2021 del +5%, annullando gli effetti della decrescita media del -4% che si era verificata nel 2020. La spinta all'aumento è dovuta per un +10% alle variazioni dei prezzi netti (+16%), calmierate per una quota pari alla metà (-5%) dalle riduzioni delle componenti fiscali (-14%). Nell'Area euro sono risultati invece meno marcati sia l'aumento dei prezzi netti (+8%) sia le riduzioni di oneri e imposte (-4%).

Si osserva che per molti anni, in passato, i prezzi medi italiani per le prime due classi di consumo⁸ hanno assunto valori inferiori rispetto a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al lordo, sia al netto delle imposte e degli oneri generali di sistema, mentre per quelli delle classi successive, al contrario, si registravano valori superiori, anche con differenze particolarmente accentuate. A partire dal 2017 si è assistito a un processo di riallineamento e quindi di progressivo miglioramento relativo dei prezzi finali dell'energia elettrica dei consumatori domestici italiani ricadenti nelle ultime tre classi rispetto a quelli europei, che aveva portato nel 2020, per la prima volta, addirittura a prezzi lordi più bassi rispetto a quelli della media europea per tutte le classi di consumo domestico, con l'eccezione della prima classe.

⁷ Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale 2018*.

⁸ Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/anno.

TAV. 1.14 Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)

PAESI	PREZZI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	25,70	44,66	16,56	27,19	14,21	22,51	12,71	19,73	11,37	17,64
Belgio	29,79	42,12	20,44	30,36	18,91	28,48	17,62	26,90	16,09	24,96
Bulgaria	9,09	10,90	8,95	10,75	8,81	10,58	8,65	10,38	8,44	10,13
Cipro	27,34	39,13	14,77	22,88	13,64	21,40	13,15	20,73	11,87	19,28
Cechia	25,65	32,64	18,51	24,18	13,91	18,43	11,64	15,32	10,19	13,37
Croazia	16,35	20,05	10,88	13,87	10,13	13,02	9,70	12,54	9,42	12,22
Danimarca	18,31	38,84	14,52	34,11	12,63	31,74	11,90	21,33	11,58	17,86
Estonia	14,66	19,07	12,97	17,04	12,37	16,32	12,54	16,52	11,80	15,64
Finlandia	27,66	37,09	17,50	24,49	12,30	18,04	10,37	15,65	8,29	13,08
Francia	30,23	40,88	16,12	23,40	13,23	19,84	11,94	18,20	11,46	17,54
Germania	27,89	46,81	18,52	35,58	15,79	32,14	13,67	29,33	10,69	25,30
Grecia	19,80	23,89	14,97	18,72	14,47	18,27	14,53	19,66	14,20	22,52
Irlanda	33,73	44,91	27,66	35,71	22,45	27,65	19,60	23,36	16,80	19,37
Italia	34,49	50,25	19,37	26,16	15,96	23,10	14,15	21,66	12,98	20,53
Lettonia	16,02	23,72	13,12	18,15	12,13	16,45	12,18	16,40	12,36	16,72
Lituania	12,11	15,94	10,84	14,41	10,63	14,13	10,14	13,53	9,99	13,35
Lussemburgo	27,50	33,74	17,87	23,33	14,68	19,89	12,39	17,41	11,42	16,35
Malta	34,11	35,98	13,92	14,77	12,24	13,01	14,28	15,15	30,52	32,20
Paesi Bassi ^(A)	41,30	-27,75	20,06	4,63	14,22	13,65	9,78	18,23	-	-
Polonia	13,28	22,61	9,87	17,21	9,02	15,61	8,33	14,32	7,98	13,76
Portogallo	22,21	41,01	12,89	23,35	11,48	21,30	10,77	20,33	10,28	19,54
Romania	11,64	15,97	11,60	15,92	11,41	15,69	11,18	15,42	10,78	14,95
Slovacchia	18,11	25,72	12,22	18,66	10,39	16,46	8,75	14,49	7,47	12,96
Slovenia	18,52	32,69	13,57	20,94	11,69	16,87	10,54	14,46	9,73	12,92
Spagna	32,19	55,32	18,69	30,79	16,18	25,70	13,99	21,86	10,79	16,60
Svezia	31,50	43,76	17,55	26,32	15,37	23,59	12,05	18,99	10,31	18,33
Ungheria	8,14	10,33	8,00	10,16	7,89	10,02	7,82	9,93	8,02	10,18
Unione europea	27,79	38,76	16,84	25,65	14,28	22,86	12,57	20,80	11,24	19,20
Area euro	29,91	41,42	17,72	26,96	14,91	23,98	13,13	22,13	11,69	20,35
Norvegia	35,75	45,02	22,74	29,13	15,39	20,16	11,38	15,26	10,17	13,79

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato. Per l'ultima classe di consumo, invece, il dato non viene pubblicato in quanto giudicato di scarsa affidabilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel 2021, il differenziale dei prezzi lordi rimane elevato per la prima classe di consumo DA (+21% nel 2021 rispetto a +18% nel 2020) e torna a essere, se pur di poco, positivo per l'ultima classe di consumo DE⁹ (+1% nel 2021 rispetto a -6% nel 2020); sono invece pressoché invariati rispetto all'anno precedente e di segno negativo i differenziali delle tre classi di consumo centrali DB, DC e DD.

In termini di prezzi netti, si verificano per la prima volta differenziali positivi rispetto all'Area euro per tutte le classi di consumo, superiori al 10% per la prima e per l'ultima classe (laddove questa presentava l'anno precedente un differenziale negativo, addirittura pari a -8%) e di poco inferiori al 10% per le tre classi di consumo centrali (che presentavano l'anno precedente differenziali compresi tra il +1% e il +3%).

Guardando alle singole classi di consumo, i prezzi lordi della prima classe DA¹⁰ conservano nel 2021, come anticipato, un significativo differenziale positivo rispetto all'Area euro, in leggero aumento (+21% contro il +18% nel 2020). Si conferma dunque per il terzo anno di fila l'inversione di tendenza rispetto a prezzi in passato molto più bassi rispetto agli altri paesi europei.

Le classi DB e DC¹¹ mostrano variazioni limitate del differenziale negativo per i prezzi lordi rispettivamente del -3% e del -4% (contro rispettivamente il -4% e il -3% del 2019). Queste classi sono quelle dove si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, coprendo in un caso il 38% e nell'altro caso il 42% del totale dell'energia elettrica fatturata al settore domestico nel 2021¹².

In termini di prezzi netti, i differenziali positivi per queste due classi, che però, va sottolineato, avevano avuto un deciso miglioramento nel 2020, tornano ai livelli del 2019, passando dal +3% del 2020 al +9% del 2021 per la classe DB e dal +1% al +7% per la classe DC. I prezzi netti italiani nelle due classi DB e DC, che erano in calo nel 2020 del -3,1% e del -5,1%, crescono infatti nel 2021 (+15,1% e +17,7%), in modo molto più marcato di quelli dell'Area euro, che sono aumentati dell'8,7% nel caso della DB e del 10,9% per la DC. Il fenomeno, peraltro, interessa tutte le classi di consumo.

In merito alle ultime due classi¹³, che rappresentano quote limitate dei volumi complessivi del settore domestico (12% per la DD e 1% per la DE), si registra per la classe DD una sostanziale invarianza del differenziale dei prezzi lordi, al pari delle due classi precedenti, e un peggioramento per la classe DE: i differenziali sono passati, infatti, in termini lordi rispettivamente dal -1% del 2020 al -2% del 2021, e dal -6% del 2020 al +1% del 2021. In termini di prezzi al netto degli oneri e delle imposte i divari sono amplificati rispetto a quelli dei prezzi lordi e in aumento rispetto all'anno precedente, per la classe DD da +1% del 2020 a +8% del 2021 e per la classe DE da -8% del 2020 a +11% del 2021, con un aumento di quasi venti punti percentuali.

Mentre nel 2020 i prezzi netti italiani presentavano una dinamica decrescente, a fronte di prezzi netti nell'Area euro in leggero aumento in tutte le classi di consumo (tranne che nell'ultima), l'andamento dei prezzi netti è concorde e in crescita nel 2021, ma con variazioni molto più marcate in Italia.

9 Con consumi superiori a 15.000 kWh/anno.

10 Con consumi inferiori a 1.000 kWh/anno.

11 Con consumi rispettivamente compresi tra 1.000 e 2.500 kWh/anno e da 2.500 a 5.000 kWh/anno.

12 Fonte: raccolta dei prezzi medi ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com.

13 Con consumi tra 5.000 e 15.000 kWh/anno per la DD e superiori a 15.000 kWh/anno per la DE.

Per quanto riguarda la componente fiscale, essa continua a presentare una struttura non degressiva, a differenza di quanto accade nel resto d'Europa; infatti, in disparte il valore della prima classe, che è il più alto (al pari che negli altri paesi), i valori risultano crescenti con la classe di consumo. Va detto però che le differenze tra le ultime tre classi si sono ulteriormente assottigliate rispetto a quanto registrato nel 2020, essendosi, in particolare, quasi annullata la differenza tra le classi DC e DD. Inoltre, analogamente a quanto rilevato per i prezzi netti, l'andamento della componente fiscale è concorde con quello dell'Area euro (benché, diversamente dai prezzi netti, nel senso della decrescita) e con variazioni molto più marcate in Italia rispetto agli altri paesi: le variazioni da un anno con l'altro della componente fiscale arrivano anche a superare il -15% per le classi DA e DD, mentre sono pari a circa il -14% per le classi DB e DC e al -12% per la classe DE (nell'Area euro la componente fiscale decresce al massimo del -11% circa nella prima classe, di circa il 3% nell'ultima classe e di valori inferiori al 3% nelle rimanenti classi).

Guardando all'incidenza della componente oneri, si registra una quota compresa tra il 26% della classe DB e il 37% dell'ultima classe, valori non troppo dissimili da quelli medi dell'Area euro e, in particolare, più bassi in media del 7%, tranne che per la prima classe, ove l'incidenza è di poco superiore al 31% in Italia e pari al 28% nell'Area euro.

Analizzando più in dettaglio le dinamiche da un anno all'altro, nel 2021 i prezzi lordi italiani sono aumentati con variazioni dal +5,9% della classe DB al +11,6% dell'ultima classe rispetto all'anno precedente (mentre sono calati dello 0,4% per la classe DA). Nell'Area euro gli aumenti sono stati più contenuti, con valori medi intorno al +5%, mentre è calato del -3,2% il prezzo lordo della prima classe.

Le dinamiche di cui sopra sono dovute alla sovrapposizione degli effetti delle dinamiche descritte per i prezzi netti e per la componente fiscale. Infatti, nelle classi da DB a DE le variazioni, nell'Area euro, dei prezzi lordi sono dovute a quelle dei prezzi netti per una quota pari in media al +6% e a quelle della componente fiscale per una quota pari in media al -1%, risultando in media pari al +5%; in Italia invece, per le classi da DB a DE, le variazioni dei prezzi lordi, pari in media al +7%, sono dovute alle variazioni dei prezzi netti per una quota in media pari al +12% e a quelle della componente fiscale per una quota in media pari al -6%. Nel caso della prima classe, invece, mentre nell'Area euro la variazione negativa del prezzo lordo è dovuta quasi interamente alla variazione della componente fiscale (essendo quasi ininfluente l'effetto del prezzo netto), in Italia le variazioni dei prezzi netti e della componente fiscale hanno spinto l'una a un incremento del prezzo del +5,2% e l'altra a una riduzione un poco superiore, del -5,6%, risultando la variazione di prezzo lordo della prima classe pari al -0,4%, come visto sopra.

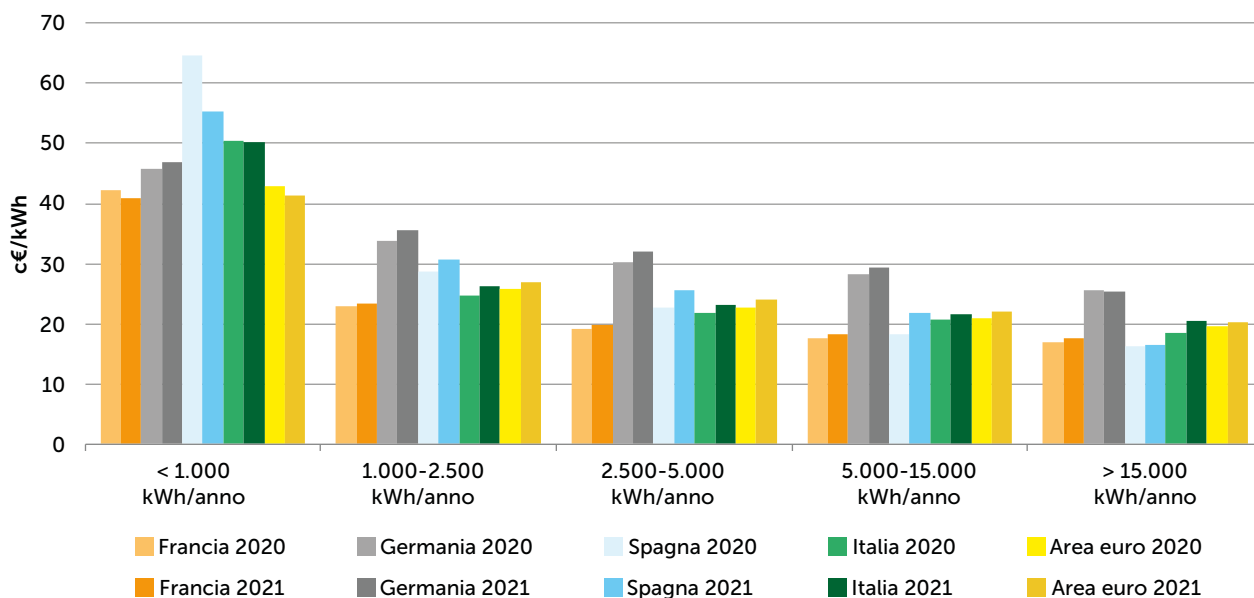
In termini di variazione dell'incidenza fiscale rispetto al 2019, si rileva una dinamica migliore di quella dell'Area euro, dove il calo medio è stato del -7% circa per tutte le classi all'infuori della prima, dove è stato di circa il -8%: in Italia si sono registrate diminuzioni pari a circa il -19% per le tre classi centrali e superiore al 21% per l'ultima classe; la diminuzione più bassa si è verificata nella prima classe, ove comunque è stata superiore a quella dell'Area euro e pari al -15% circa.

Passando al confronto tra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei¹⁴, nel 2021 la Germania si conferma, ancora una volta, il paese con i prezzi dell'energia elettrica più alti per il comparto domestico, fatta eccezione per la prima classe di consumo. Rispetto all'omologo tedesco, il cliente domestico italiano continua a pagare prezzi finali decisamente inferiori, con un divario rimasto sostanzialmente stabile rispetto al 2020 per le classi DB e DD, pari a

14 Con i principali paesi europei si intendono Francia, Germania e Spagna, vale a dire i paesi dell'Area euro i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

circa il -26% e invariato al -28% per la DC; per l'ultima classe DE i prezzi italiani perdono parte del vantaggio conseguito l'anno precedente, quando erano passati dal -11% al -28%, rimanendo di molto inferiori, ma in risalita al -19%.

FIG. 1.10 Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Restano sempre più bassi di quelli italiani, invece, i prezzi della Francia, con differenziali in aumento per tutte le classi. Le differenze maggiori si verificano nella prima (da +19% a +23%) e nell'ultima classe (da +8% a +17%), mentre nelle tre classi di consumo centrali i differenziali sono in media pari al +16% e in crescita del +3%. La Spagna continua a presentare prezzi più alti dell'Italia, tra il +10% e il +15%, nelle prime tre classi, e, per la prima volta, anche nella classe DD, ove il differenziale tra Italia e Spagna diventa negativo, seppure di poco, passando al -1% nel 2021, dal +13% del 2020. Sono invece ancora più vantaggiosi dell'anno precedente i prezzi della classe di consumo DE, ove il differenziale aumenta di più di 10 punti percentuali, dal +13% del 2020 al +24% del 2021.

In termini di prezzi netti, si inverte la diminuzione dei differenziali che si era verificata nel 2020 e che era stata marcata rispetto alla Germania (in media -8%) e ancora più rispetto alla Francia (in media -17%): nel 2021 i differenziali crescono in media del +13% rispetto alla Germania, +7% per le prime tre classi di consumo, +12% per la classe DD e +31% per la classe DE; le differenze dei prezzi netti che ne conseguono sono massime nella prima classe (che passa dal +16% al +24%) e nell'ultima classe (ove era negativa, al -9%, e diviene positiva, al +21%), mentre nelle tre classi centrali le differenze, pur divenendo tutte positive, sono contenute intorno al +3%. I differenziali rispetto alla Francia presentano aumenti crescenti con il consumo, dal +12% della prima classe al +24% dell'ultima; in modo speculare a quanto rilevato nel caso della Germania, i differenziali, tutti positivi, sono maggiori per le tre classi centrali, tra il +19% e il +20%, e inferiori per la prima e l'ultima classe, ove sono pari al +14% circa.

I differenziali rispetto alla Spagna migliorano invece per le classi centrali di consumo, ove erano positivi e compresi tra il +11% e il +21%, mentre nel 2021, decrescendo in media del 13% (tra il -7% e il -20%), risultano compresi tra il -1% e il +4%. Peggiorano invece il differenziale dell'ultima classe, che passa dal +11% al +20%, e dell'ultima classe, ove era negativo al -9% nel 2020 ed è pari al +7% nel 2021.

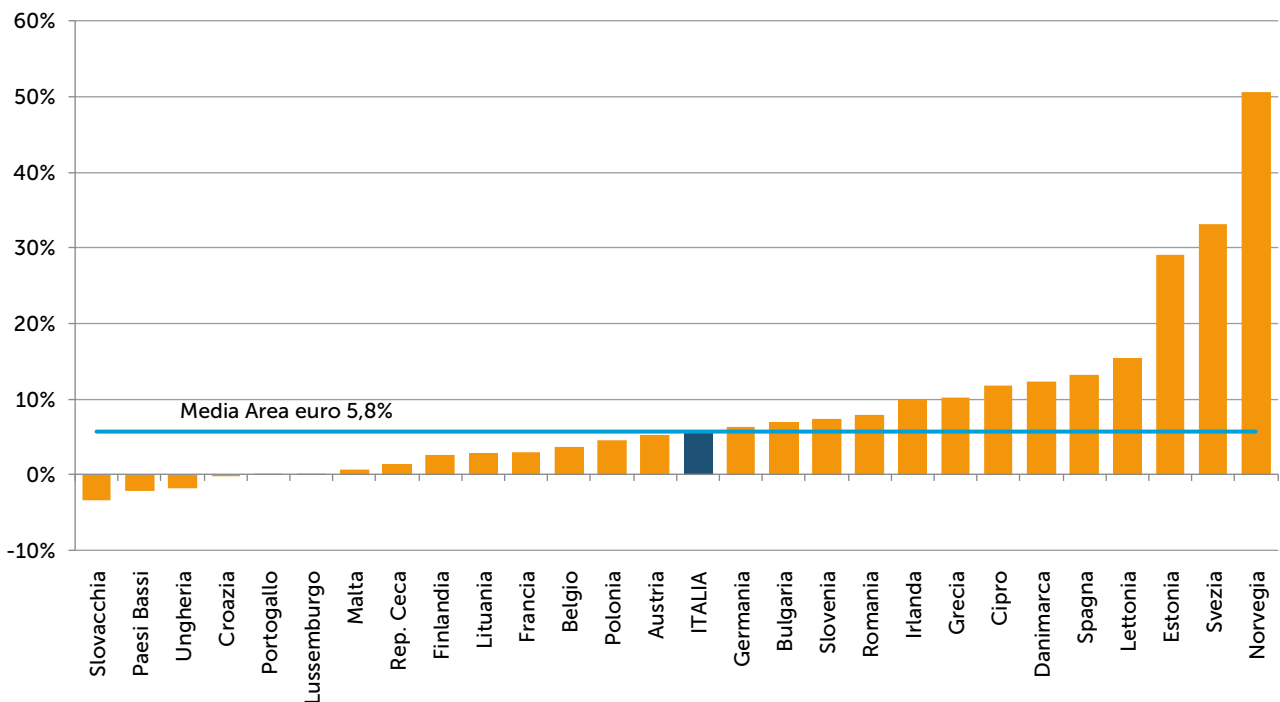
La Germania resta il paese con i valori più alti di incidenza degli oneri e delle imposte, per lo più superiori al 50% (se si eccettua la prima classe, dove è al 40%, e la seconda, che però è al 48% circa). Prosegue comunque la continua, lenta riduzione di tali valori, avviata dal 2016, specie in relazione alle tre classi centrali, mentre torna a crescere, seppure debolmente, l'incidenza nell'ultima classe, ove peraltro il valore è massimo e sfiora il +60% (+58%).

Incidenza in leggero e progressivo calo dal 2018 anche in Francia, dove si colloca su valori medi del 32% (che erano del 35% nel 2020), rimanendo inferiore al 30% solo nella prima classe (26,1%). In controtendenza la situazione in Spagna, dove l'incidenza, che era ancora in aumento nel 2020, quando era arrivata a percentuali tra il 46/47%, registra un netto calo (in media del -18%), scendendo a valori tra il 35% e il 42%. I valori non tornano comunque ai livelli del 2018, quando l'incidenza media era ancora intorno al 20%.

Con riferimento specifico alla classe di consumo intermedia DC (2.500-5.000 kWh/anno) – rappresentativa del cliente domestico, in quanto oltre ad avere il maggiore peso in termini di energia venduta include il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità – il prezzo lordo è aumentato del 5,5%, in linea con quello medio dell'Area euro del 5,8% e a fronte di incrementi più elevati negli altri paesi, tranne che in Francia.

Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe pagano un prezzo di 23,10 c€/KWh che corrisponde al 28% in meno delle tedesche e al 10% in meno delle spagnole, ma al 16% in più delle francesi, con un miglioramento relativo della posizione assunta nel 2020 solo rispetto alla Spagna (quando il vantaggio era del 3%) e il mantenimento della posizione rispetto agli altri due paesi.

FIG. 1.11 *Variatione nel 2021 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Il processo di progressiva riduzione del divario tra i prezzi medi lordi dell'energia elettrica per il settore industriale del nostro Paese e quelli più convenienti pagati nell'Area euro, che, iniziato nel 2017, era ripreso nel 2020 dopo l'interruzione del 2019, torna a mostrare segnali di inversione nel 2021, con un peggioramento della situazione per tutte le classi, eccetto che per la prima (Tav. 1.15).

In particolare, i differenziali rispetto all'Area euro per le ultime due classi, che erano divenuti addirittura negativi nel 2020, tornano positivi (passando rispettivamente dal -3% al +5% e dal -16% al +6%); a ogni modo, le differenze non riacquistano i valori antecedenti al 2017, quando i prezzi italiani di queste due classi erano in media superiori del +25% e del +15% rispetto a quelli dell'Area euro.

I prezzi italiani per la prima classe¹⁵ si confermano i più alti, in quanto maggiori del 21%, sia pure in miglioramento rispetto all'anno precedente (+27%) e in continuo calo rispetto al rimarchevole +41% del 2019. Per le altre tre classi si accentua il differenziale positivo (dal +5 al +13%, dal +9% al +14% e dal +7% al +8%), senza però tornare ai livelli del 2019 (+17%, +20% e +18%).

TAV. 1.15 Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	13,97	21,99	11,05	17,40	9,23	15,04	8,59	13,64	8,33	12,95	8,23	12,71
Belgio	18,83	28,55	12,37	20,24	9,23	15,98	7,87	13,07	7,78	12,01	7,23	10,39
Bulgaria	14,13	16,02	13,31	15,38	13,02	15,16	12,15	14,26	11,58	13,46	10,82	12,67
Cipro	14,00	22,03	13,08	21,04	12,52	20,42	12,13	19,81	11,99	19,07	10,50	18,30
Cechia	18,22	23,74	12,41	16,62	7,49	10,50	8,26	10,97	7,23	9,53	6,42	8,51
Croazia	13,46	16,86	11,34	14,46	9,40	12,24	8,42	10,98	7,59	9,75	7,55	9,04
Danimarca	13,53	33,09	11,62	30,14	9,38	27,32	9,40	27,34	9,11	26,98	9,46	27,42
Estonia	14,48	18,86	12,08	15,97	11,19	14,90	9,34	12,69	9,34	12,68	9,21	12,53
Finlandia	9,89	12,34	8,83	11,02	7,31	9,15	7,04	8,80	6,28	7,87	6,29	7,87
Francia	14,06	20,93	10,80	16,34	8,30	12,31	7,37	10,41	7,24	9,52	7,30	9,11
Germania	14,23	29,97	10,58	24,68	9,38	22,69	8,16	19,93	7,15	17,10	6,26	16,58
Grecia	17,72	23,05	16,16	21,19	14,52	18,07	12,79	15,66	10,51	12,09	-	-
Irlanda	21,93	29,20	18,14	22,16	15,78	19,14	13,48	16,01	12,13	13,91	13,06	15,30
Italia	18,92	32,73	13,21	22,97	11,71	19,90	10,79	16,54	10,60	13,95	11,62	13,46
Lettonia	17,08	25,85	12,10	17,00	10,20	14,30	9,14	12,70	7,71	10,88	6,28	9,10
Lituania	16,66	21,49	12,66	16,65	11,13	14,78	9,85	13,23	7,94	10,91	8,49	11,57

(segue)

15 Con consumi inferiori a 20 MWh/anno.

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Lussemburgo	13,10	18,14	10,33	13,07	8,46	10,48	7,12	8,60	5,89	6,41	-	-
Malta	23,52	24,86	15,03	15,94	13,30	14,12	11,69	12,43	10,56	11,25	9,71	10,36
Paesi Bassi	-	-	9,00	17,37	8,00	14,32	8,00	14,11	7,43	10,20	6,77	8,72
Polonia	13,33	21,86	9,63	16,73	7,08	13,50	6,14	11,99	5,60	11,16	5,20	10,68
Portogallo	12,81	24,29	10,13	17,75	8,24	13,64	8,09	13,16	8,39	13,05	8,16	12,50
Romania	11,46	15,66	10,94	15,02	9,77	13,59	9,45	13,17	9,31	12,87	9,06	12,38
Slovacchia	18,60	26,47	12,01	18,56	9,64	15,72	8,89	14,81	8,92	14,86	8,39	14,22
Slovenia	11,93	20,42	9,50	14,04	7,85	11,71	7,31	11,05	7,38	10,10	7,20	9,51
Spagna	17,36	27,10	11,07	17,36	10,23	15,03	9,66	14,20	8,78	12,70	8,55	11,77
Svezia	15,18	22,71	10,21	16,50	8,41	14,24	7,39	12,97	6,64	12,03	6,73	12,14
Ungheria	-	16,90	10,70	14,28	9,08	12,24	8,64	11,68	7,61	10,37	8,73	11,78
Unione europea	15,42	25,80	11,23	19,65	9,46	16,75	8,59	14,87	8,00	13,08	7,79	12,58
Area euro	15,76	26,95	11,38	20,36	9,75	17,46	8,81	15,32	8,24	13,28	8,02	12,72
Norvegia	8,79	13,16	9,12	12,63	9,10	12,57	7,99	11,17	6,86	9,76	4,85	6,06

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, il differenziale tra i prezzi italiani e quelli medi europei, che aveva subito una significativa contrazione nel 2020, cresce per tutte le classi, in misura minore per la prima (ove passa dal +15% al +20%) e invece molto significativa per l'ultima, ove raggiunge il valore di +45% (crescendo di 27 punti, in quanto nel 2020 era pari a +18%). Nelle altre classi i differenziali arrivano ad attestarsi a valori compresi tra il +16% e il +20%, superiori a quelli del 2019 (che erano compresi tra il +8% e il 27%) e così perdendo il miglioramento conseguito nel 2020, quando erano scesi a valori compresi tra il -3% e il +18%. Continua invece tra il 2020 e il 2021 il calo del differenziale positivo con l'Area euro per quanto riguarda la componente oneri e imposte (con una variazione, in media, del -8%), sebbene in misura meno accentuata di quello verificatosi tra il 2019 e il 2020 (con una variazione in media del -19%). Per effetto di questo continuo calo, i differenziali delle prime tre classi, pur rimanendo positivi, arrivano a valori compresi tra il +6% (per la classe IC) e il +23% (per la classe IA), quando nel 2019 assumevano valori compresi tra il +28% e il +61%, per le medesime classi. Per i differenziali delle classi ID e IE si accentuano i valori negativi raggiunti nel 2020 (passando dal -2% al -12% e dal -30% al -34%); rimane stabile l'ampio differenziale negativo dell'ultima classe, pari al -61%.

Ancora nel 2016, i differenziali di prezzo tra l'Italia e l'Area euro oscillavano nelle varie classi tra il +20% e il +30% (a esclusione dell'ultima classe ferma al +10%).

Mentre nel 2020 la diminuzione dei prezzi in Italia (in media del -12%) era dovuta a un contemporaneo calo dei prezzi netti e della componente fiscale (a fronte di un aumento dei prezzi nell'Area euro mediamente pari al +1%, dovuto a una lieve crescita dei prezzi netti, superiore alla diminuzione della componente fiscale), nel 2021 i prezzi in Italia crescono più che nell'Area euro, con aumenti paragonabili, in media, a quelli del 2019 (+22%); tuttavia,

mentre la crescita del 2019 era dovuta, sia in Italia che nell'Area euro, sia ai prezzi netti sia alla componente fiscale, nel 2021 la crescita dei prezzi industriali italiani è interamente dovuta agli aumenti dei prezzi netti (che vi contribuiscono per un quota del +25%), a fronte di una contrazione della componente fiscale (cui compete un calo medio dei prezzi del -3%); la crescita dei prezzi dell'Area euro, minore di quella italiana e pari in media al +13%, è invece dovuta a un minore aumento dei prezzi netti e a una sostanziale stabilità delle componenti fiscali.

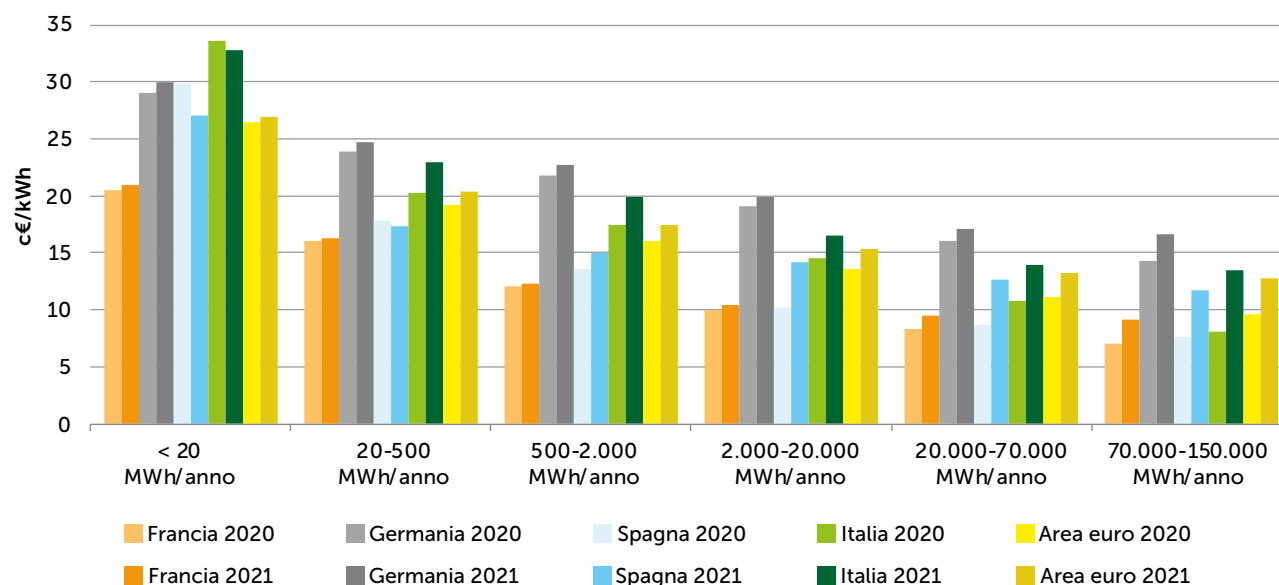
In particolare, per le classi a maggiori volumi di consumo le variazioni positive dei prezzi netti sono pari al +43% e al +79% in Italia, a fronte di aumenti pur consistenti nell'Area euro, ma inferiori (+31% e +46%); nelle tre classi di consumo centrali i prezzi netti registrano aumenti medi del +33%, compresi tra il +31% della classe ID e il +35% della classe IC, mentre nell'Area euro l'aumento medio è del +17% circa, compreso tra il +12% della classe IB e il +22% della classe ID; in corrispondenza della prima classe di consumo si verificano gli incrementi inferiori dei prezzi netti, pari al +12% in Italia e al +7% nell'Area euro.

Con riferimento alla componente fiscale, in Italia si verificano diminuzioni in tutte le classi di consumo eccetto che nell'ultima, con riduzioni decrescenti all'aumentare dei consumi; in particolare, le diminuzioni sono comprese tra il -17,6% della classe IA e il -2,2% della classe IE; nelle ulteriori classi le diminuzioni sono in media del -7%. L'ultima classe è l'unica ove si verifica un incremento della componente fiscale, pari al +13,5% e paragonabile a quello dell'Area euro, pari al +12,7%. Quanto alle ulteriori classi dell'Area euro, le imposte sono calate di quasi il 5% nella prima classe (-4,7%), mentre sono cresciute in media dello 0,3% nelle classi da IB a ID; nella penultima classe, si è verificata una crescita limitata al +3,5%. Nell'insieme, mentre nell'Area euro si è verificata una crescita media del +2%, che non contribuisce in modo rilevante all'aumento dei prezzi lordi, in Italia si è verificato un calo del 5% che, in modo speculare, non contribuisce a una diminuzione dei prezzi, calmierandone un poco gli incrementi.

L'incidenza della componente oneri e imposte è ancora in diminuzione in Italia, ma in modo più sensibile che nel 2020; di conseguenza, l'incidenza scende per le prime classi intorno al 42%, al di sotto del 50% ove si collocava ancora l'anno precedente; nelle ulteriori tre classi i valori sono compresi tra il +14% e il +35%; l'incidenza decresce anche nell'Area euro, dopo essere aumentata nel 2020: i valori delle prime tre classi sono ora confrontabili con quelli italiani, in quanto in media pari a poco più del 43% mentre quelli delle ulteriori classi continuano a essere superiori a quelli italiani, con valori compresi tra il +37% e il +42%.

In esito a tali dinamiche, nel 2021 i prezzi lordi italiani decrescono nella prima classe (-2,7%), aumentano in modo significativo nelle altre classi, con aumenti in media del +27%, compresi tra il +13,4% della classe IB e la punta del +66,2% della classe IF. Il peggioramento dei prezzi in tali classi fa sì che i valori risultino superiori a quelli del 2019. Anche nell'Area euro i valori sono peggiorati, con aumenti compresi tra il +2% e il +31,7%, risultando superiori a quelli del 2020 che, a differenza che in Italia, erano già superiori a quelli del 2019.

Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.12), i prezzi medi italiani al lordo degli oneri e delle imposte continuano, come oramai da anni, a non essere quelli più elevati tra i principali paesi europei. I consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese seguitano infatti a pagare prezzi più convenienti rispetto agli omologhi tedeschi, tuttavia con differenziali negativi, che per le classi da IC a IF, in precedenza compresi tra il -20% e il -43%, risalgono a valori compresi tra il -12% e il -20%, non molto dissimili da quelli del 2019, quando erano compresi tra il -6% e il -20%. Rimane negativo il differenziale della seconda classe di consumo (-7%), mentre si registra un miglioramento di quello della prima classe, che scende dal +16% al +9%.

FIG. 1.12 Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

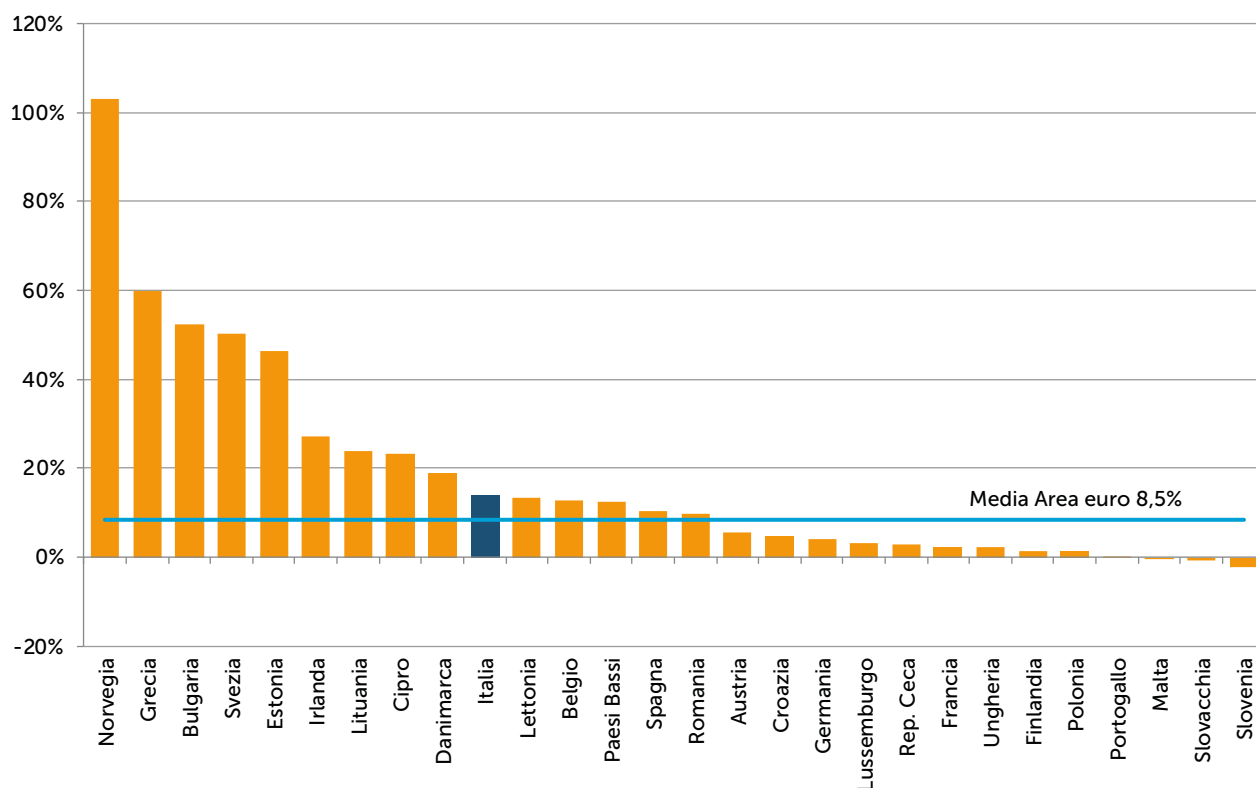
Tornano ad ampliarsi i differenziali positivi con la Francia, che tornano a livelli prossimi al 2019 nell'ultima classe (+48% a fronte di un +16% nel 2020) e nelle classi da IB a ID, ove sono pari in media al +54% (a fronte di un +39% nel 2020). Sono comunque elevati i valori delle classi IA (+56%) e IE (+47%), ma di molto inferiori ai valori del 2019 (+96% e +57%). Differenziali invece in aumento anche rispetto alla Spagna, ma non per tutte le classi: per le classi ID e IE, in controtendenza con quanto verificatosi l'anno precedente, si registra un netto miglioramento, rispettivamente da +43% a +17% e da +25% a +10% tra il 2019 e il 2021.

Guardando ai prezzi netti, si riscontra però come i differenziali negativi dei prezzi lordi siano dovuti ai divari esistenti nelle componenti fiscali; i prezzi netti italiani sono infatti superiori del 30% circa a quelli tedeschi nelle prime quattro classi e le differenze assumono valori ancora maggiori per le ultime due classi (+48% e +86%).

Differenziali dei prezzi netti positivi per tutte le classi anche rispetto a Francia e Spagna, e in misura maggiore per il primo paese (valori in media pari al +43%, compresi tra il +22% della classe IB e il +59% della classe IF) rispetto al secondo (valori in media pari al +19%, compresi tra il +9% della classe IA e il +36% della classe IF).

Con riferimento alla classe di consumo IC (con consumi tra 500 e 2.000 MWh/anno), tra le più rappresentative per il nostro Paese (14% dell'energia fatturata in totale), i prezzi italiani, pari a 19,90 c€/kWh, dopo essere diminuiti del 7,3% nel 2020, crescono del +14% nel 2021. Essi si attestano rispetto alla media dell'Area euro a un +14% (in crescita rispetto al +9% del 2020 ma senza tornare al +20% del 2019). Nel 2021 il prezzo lordo per questa classe di consumo ha segnato nell'Area euro un incremento del +8,5% (FIG. 1.13). Il divario positivo è cresciuto sia con la Francia (+62%, era +45% nel 2020), che con la Spagna (+32%, contro il precedente +28% del 2020). Parimenti, si è ridotto il differenziale negativo con la Germania, dal -20% al -12%.

FIG. 1.13 *Variazione nel 2021 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh/anno*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, per questa classe i differenziali con gli altri paesi non sempre rispecchiano quelli sui prezzi finali, comprensivi delle imposte: l'aumento positivo dei differenziali è infatti molto più pronunciato per i prezzi netti che per i prezzi lordi; in particolare, il differenziale con la Germania, che si era annullato nel 2020, risale nel 2021 a +25% mentre ancora maggiore è la crescita rispetto alla Francia (da +8% a +41%); più contenuto invece l'aumento del differenziale del prezzo netto rispetto alla Spagna (da +4% a +14,5%), ma pur sempre superiore a 10 punti percentuali.

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si è assistito a una diminuzione per questa classe, del tutto analoga a quella verificatasi l'anno precedente (-7%). Il valore della componente resta secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è ora inferiore del 39% (mentre era del -33% più basso nel 2020). In termini di incidenza fiscale sul prezzo finale, l'Italia si colloca al 41%, in calo rispetto al 2020 (+50%) e non troppo distante dalla media dell'Area euro al 44%, anch'essa in calo dal 2020 (+48%); di molto superiore l'incidenza della componente fiscale in Germania, ove presenta valori di poco inferiori al 60%.

Prezzi del gas

Anche nel 2021 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, sono stati più alti della media dei prezzi dell'Area euro per tutte le classi di consumo. Per la prima classe di consumo¹⁶, in particolare, si è registrato un lieve aumento dei prezzi lordi, che conferma il posizionamento relativo conseguito nel corso del 2020, quando si era verificato un differenziale positivo rispetto all'Area euro, pari al +10%, che passa ora al +11%; è ormai dal 2019, quando il differenziale è divenuto per la prima volta positivo, che la prima classe di consumo in Italia non risulta più conveniente che negli altri paesi, rispetto ai quali presentava storicamente, nel periodo 2011-2018, differenziali leggermente negativi, con valori intorno al -2%.

Per le altre due classi a maggiore consumo, tradizionalmente con differenziali positivi, il divario con la media dei prezzi lordi dell'Area euro (Tav. 1.16) è in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente, come era già accaduto nel 2019 solo per la classe di consumo D2 (520-5.200 m³/anno)¹⁷, che è anche quella che presenta la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (71,8%). Per tale classe, infatti, il differenziale è stato del +12%, contro il +13% registrato nel 2020; per la classe D3 (oltre 5.200 m³/anno, perlopiù riscaldamenti centralizzati) il valore è stato invece del +21%, in aumento rispetto al +15% dell'anno precedente.

In termini di prezzi netti il differenziale con l'Area euro è aumentato per tutte le classi di consumo: in particolare, per l'ultima torna ampiamente positivo (+20%) dopo essere diventato negativo nel 2020 (quando era al -3%). Più contenuti gli aumenti per le altre due classi, che passano rispettivamente dal +18% al +23% e dal +6% al +14%.

La componente oneri e imposte cala invece per tutte e tre le classi, confermandosi in particolare il differenziale negativo con l'Area euro per la prima classe, che passa da -14% a -24%. Per le altre due classi i differenziali delle componenti fiscali rimangono positivi, ma le distanze si accorciano da +28% a +8% e da +44% a +21%.

TAV. 1.16 Prezzi del gas naturale per usi domestici nel 2021 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/m³)

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 520		520-5.200		> 5.200	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	80,05	107,27	51,39	70,37	44,04	61,33
Belgio	65,31	81,30	47,73	60,50	44,69	56,17
Bulgaria	51,81	59,42	49,97	56,86	49,34	56,41
Cechia	95,39	112,16	50,17	59,02	46,10	54,18
Croazia	36,69	45,86	32,65	40,82	31,38	39,23
Danimarca	79,35	141,54	56,70	113,24	53,41	109,12
Estonia	46,63	60,78	48,19	62,66	43,43	56,94
Francia	107,58	138,27	55,94	78,19	44,41	63,76

(segue)

¹⁶ Con consumi inferiori a 520 m³/anno, perlopiù usi per cottura e acqua calda.

¹⁷ Le classi di consumo Eurostat, tanto per i clienti domestici, quanto per quelli industriali, sono definite in base a intervalli di consumo annuo espressi in GJ. I limiti degli intervalli riportati nel testo sono stati tradotti in metri cubi in base a un potere calorifico standard per una loro maggiore leggibilità e sono arrotondati al valore intero più prossimo.

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ²)					
	< 520		520-5.200		> 5.200	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Germania	64,82	91,63	48,08	70,80	40,98	62,37
Grecia	79,89	85,64	72,04	77,37	79,72	85,99
Irlanda	73,88	89,89	59,88	74,17	55,81	70,04
Italia	106,52	129,38	60,84	90,30	54,20	86,01
Lettonia	99,10	122,11	30,08	38,59	31,77	40,63
Lituania	53,68	66,58	26,93	36,40	24,10	32,97
Lussemburgo	47,36	56,09	47,37	56,97	46,81	56,35
Paesi Bassi	86,15	161,04	42,98	108,81	-	-
Polonia	39,34	48,99	35,99	44,88	40,12	50,30
Portogallo	72,18	99,01	58,42	81,15	54,06	76,93
Romania	36,62	43,58	35,17	41,86	33,94	40,39
Slovacchia	102,95	123,55	36,74	44,09	34,92	41,91
Slovenia	45,90	64,58	42,11	59,96	35,94	52,43
Spagna	93,16	119,39	72,66	93,77	51,79	68,18
Svezia	270,20	354,45	117,29	163,31	180,08	241,80
Ungheria	25,46	32,32	25,46	32,33	25,46	32,33
Unione europea ^(A)	80,02	107,20	50,61	75,07	43,67	67,40
Area euro	86,57	116,66	53,33	80,53	45,01	71,29

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Gli esiti di cui sopra sono dovuti a dinamiche di aumento dei prezzi netti, sia in Italia che nell'Area euro, verificatasi però, come visto più sopra per l'energia elettrica, in modo più marcato in Italia (in media +20% contro +7%), a fronte di un calo delle componenti fiscali (in media -8,4%), in controtendenza con gli aumenti dell'Area euro (in media +7%). Gli aumenti dei prezzi netti hanno di conseguenza contribuito, in Italia, a quelli dei prezzi lordi (in media +8%) per una quota di circa il +11%, calmierati, del -3% circa, dalle variazioni delle componenti fiscali; nell'Area euro, invece, sia l'aumento dei prezzi netti che le variazioni delle imposte hanno concorso alla crescita dei prezzi lordi (superiori in media al +6%), per una quota degli incrementi medesimi attribuibile in media al +4% ai prezzi netti e al +2% circa alle imposte.

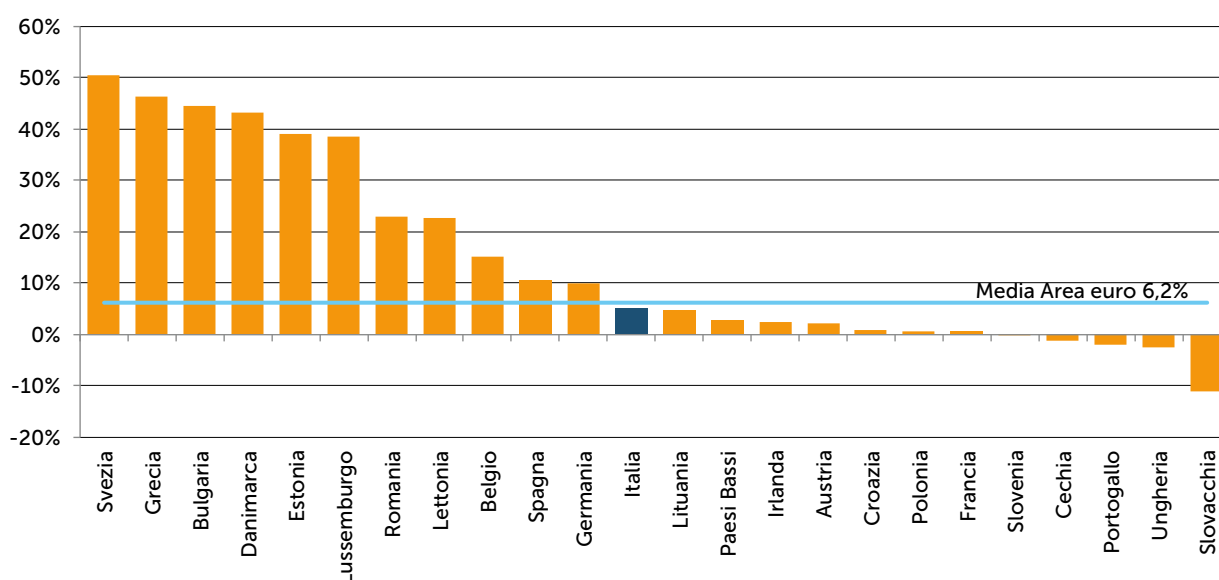
Nel dettaglio, nella prima classe l'incremento dei prezzi netti è stato superiore a quello registrato nell'Area euro (+6,2% contro +2,1%), mentre la componente fiscale ha visto un calo del 5,8%, contro un aumento dell'Area euro del 7,0%, comunque non tale da controbilanciare l'effetto del prezzo netto: il risultato è un aumento del 3,9% dei prezzi lordi, superiore a quello dell'Area euro (+3,3%). Del tutto analoghe nelle modalità, ma più accentuate nei valori, le dinamiche per la terza classe, ove si è verificato il massimo aumento dei prezzi netti, pari al +39,8%, contro il +12,4% dell'Area euro e la maggior riduzione della componente fiscale, pari al -10%, che è invece aumentata nell'Area euro del 6,8%. Si rileva che la differenza tra le variazioni, di segno opposto, delle imposte, è stata pari, in valore assoluto, a circa il 17%, ma ben più alta è stata la differenza nelle variazioni, del medesimo segno, dei

prezzi netti, superiore al 27%. Solo nel caso della seconda classe il prezzo lordo è cresciuto un poco meno di quello dell'Area euro (+5,1% contro +6,2); infatti, in tale classe il divario tra le variazioni di segno opposto delle imposte (calate del 9,4% in Italia a fronte di una crescita del 7% nell'Area euro) è stato all'incirca uguale (in quanto pari in valore assoluto al 16,5%) a quello della seconda classe, ma si è verificata una differenza meno marcata tra gli incrementi dei prezzi netti (pari a poco più dell'8%, in ragione di un +13,9% in Italia e un +5,7% nell'Area euro).

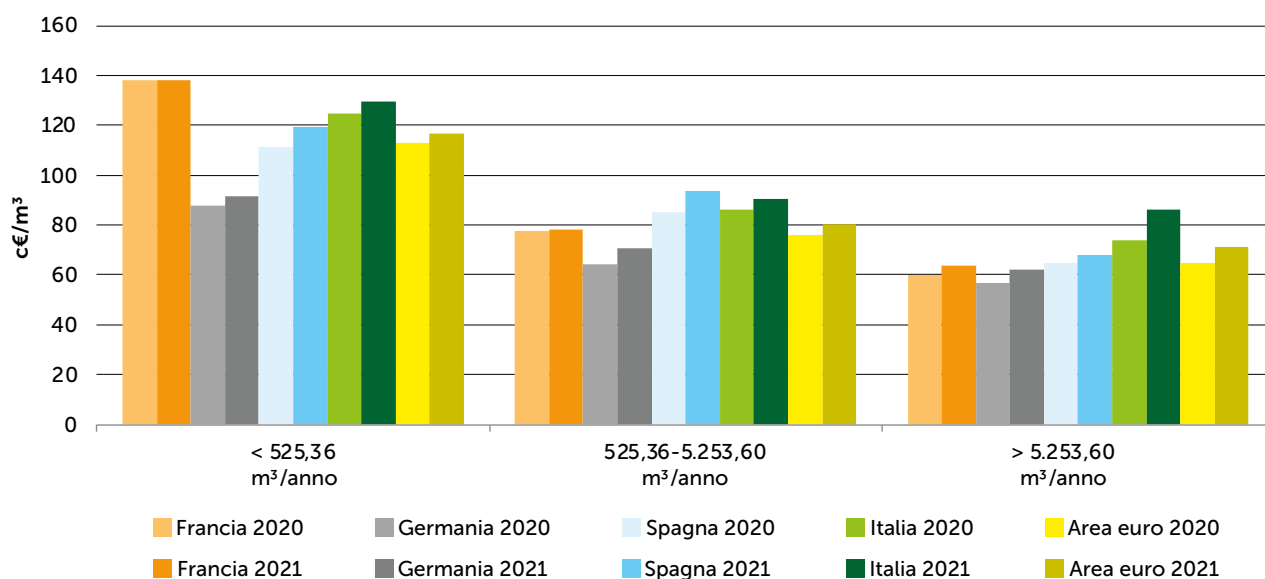
L'incidenza fiscale ha visto variazioni negative in Italia, comprese tra il -9,4% della prima classe e il -22,4% dell'ultima classe, mentre le variazioni nell'Area euro sono state contenute, con aumenti del 3,6% e dello 0,9% nelle prime due classi e una diminuzione del -3,1% nella terza classe. La figura 1.14 riporta, a titolo di confronto, la dinamica dei prezzi finali tra il 2020 e il 2021 per la classe intermedia (520-5.200 m³/anno) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF. L'aumento del 5,1% per tale classe si confronta con il +6,2% della media dell'Area euro.

Guardando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.15), il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa (129,38 c€/m³), comprensivo delle imposte, rimane inferiore, come in passato, solo a quello francese. Nella seconda classe di consumo il prezzo italiano (90,30 c€/m³) non è più quello più elevato, come nel 2020, risultando superato dal prezzo praticato in Spagna. Il prezzo italiano (86,01 c€/m³) si conferma invece il più alto, come in passato, nella terza classe di consumo. I prezzi più convenienti rimangono, in tutte le classi, quelli tedeschi. I differenziali tra i prezzi italiani e quelli degli altri paesi sono tuttavia migliorati nella prima e nella seconda classe (tranne che rispetto alla Francia), mentre si sono consolidati i differenziali positivi della terza classe, aumentati del +12% rispetto a Francia e Spagna e del +7% rispetto alla Germania.

FIG. 1.14 *Variazione nel 2021 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 520 e 5.200 m³/anno*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.15 Prezzi del gas naturale per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La componente oneri e imposte si conferma più alta nel nostro Paese per le classi a maggiori consumi, sebbene con un forte calo dei differenziali positivi, soprattutto rispetto alla Germania, che negli anni passati era il paese che in queste classi applicava le imposte più basse e si trova invece nel 2021 a essere seconda solo all'Italia. Nella prima classe la componente fiscale italiana, che nel 2020 era superiore solo a quella tedesca, scende fino a divenire quella più bassa. La consistente diminuzione dei differenziali rispetto alla Germania è stata, nelle tre classi, rispettivamente, pari al 32%, al 71% e all'87%.

Prezzi per i clienti industriali

Se nel 2020 le differenze rispetto ai prezzi medi dell'Area euro erano state interessate da variazioni negative per tutte le classi di consumo, tranne che per l'ultima, e tuttavia con prezzi italiani più bassi solo per le classi I3 e I4, nel 2021 le differenze decrescono ancora, debolmente per le prime due classi di consumo (-1%), in modo più pronunciato ma non particolarmente elevato per le classi I3 e I4 (-5% circa), e in modo significativo per l'ultima classe di consumo (-11%). Per effetto di tali variazioni, i prezzi italiani sono risultati inferiori a quelli dell'Area euro in tutte le classi eccetto che nella prima (Tav. 1.17), dove continuano a essere quelli più alti, con differenziali positivi pari al +13%, a fronte di un +14% nel 2020 (pertanto, rimanendo assestati intorno ai valori storici, dopo il picco pari al +18% verificatosi nel 2019). Le differenze maggiori si registrano nelle classi I3 e I4 (per consumi da 260.000 m³ a 26 M(m³) all'anno), ove i differenziali (rispettivamente -9% e -8% nel 2020) divengono pari al -13%, tornando a valori confrontabili con quelli degli anni antecedenti al 2017, quando avevano toccato il loro minimo (rispettivamente pari al -17% e al -15%). Per la classe di consumo I2 (da 26.000 fino a 260.000 m³/anno) il differenziale diviene negativo, seppure debolmente, in quanto pari al -1%; a ogni modo, i prezzi italiani risultano per la prima volta i più bassi, dopo essere stati per lungo tempo, fatta eccezione per il 2011, più elevati di quelli dell'Area euro (con, in particolare, un delta positivo nel 2012, pari al +11%, che si è mantenuto in passato mediamente pari al +5%, in un processo di progressiva riduzione, che aveva portato ad annullarlo nel 2020). Il differenziale per la classe a più alti consumi (cioè con consumi annui compresi tra 26 e 104 M(m³)), dopo essere stato positivo per

due anni di seguito, avendo assunto valori pari al +2% sia nel 2019 sia nel 2020, torna a essere negativo e pari al -9%, riacquistando la posizione del 2014 che si era progressivamente erosa negli anni fino a invertirsi nel 2019.

Per quanto riguarda i prezzi netti, i differenziali sono invece tutti positivi, al pari che nel 2020; tuttavia, le variazioni dei differenziali sono opposte a quelle dell'anno precedente. In particolare, sono risultati in calo quelli delle ultime due classi, in misura minore per la classe I4 (da +8% a +2%) e maggiore per la classe I5% (da +21% a +3%); in aumento, invece, quelli delle altre tre classi a maggiori volumi, trascurabile per la penultima (da +7% a +8%) e di rilievo per l'ultima (da +14% a +21%).

Rispetto all'anno precedente i prezzi netti, in controtendenza rispetto alla diminuzione generale del 2020, sono cresciuti sia in Italia sia nell'Area euro, con incrementi superiori a quelli dell'Area euro nelle prime due classi, sostanzialmente uguali per la classe I3 e di molto inferiori nelle classi con consumi più alti. Gli incrementi vanno da valori del +19,3% della prima classe a cali via via più ampi, fino al +83,5% dell'ultima classe, a fronte di aumenti nell'Area euro compresi tra il +10,5% della prima classe e il +116% dell'ultima; per la classe I3 gli aumenti sono stati del 23% in Italia e del 22% nell'Area euro.

TAV. 1.17 Prezzi del gas naturale per usi industriali nel 2021 (al netto e al lordo delle imposte, in c€/m³)

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-260		260-2.600		2.600-26.000		26.000-104.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	47,74	65,53	35,97	51,25	34,96	50,04	33,30	47,85	29,58	42,96
Belgio	45,67	57,68	35,91	45,55	27,94	35,72	27,58	34,79	34,75	42,73
Bulgaria	47,71	58,64	44,74	55,07	38,83	47,93	34,99	42,71	34,95	42,13
Cechia	31,83	38,96	28,80	35,36	29,27	35,86	32,25	39,19	39,03	46,92
Croazia	44,84	58,34	36,70	47,58	33,75	44,66	36,91	46,91	-	-
Danimarca	56,22	112,63	54,80	110,85	50,35	105,30	50,91	106,00	57,31	113,99
Estonia	49,20	63,88	53,61	69,17	48,23	62,60	40,22	51,97	-	-
Finlandia	80,86	127,88	55,75	96,75	62,80	105,48	49,07	88,46	33,71	69,42
Francia	49,05	68,74	43,46	61,95	37,17	52,58	33,49	42,26	37,14	43,78
Germania	42,85	63,91	34,80	53,92	28,28	45,48	27,68	42,74	32,10	45,64
Grecia	72,80	83,61	57,82	67,06	36,90	42,12	33,72	37,36	0,00	0,00
Irlanda	51,82	65,12	49,97	62,85	42,06	51,65	36,07	41,00	27,71	31,86
Italia	55,81	79,80	41,77	57,99	31,80	39,13	30,64	35,42	36,00	40,76
Lettonia	57,39	71,61	44,09	55,34	34,83	43,69	26,13	32,89	-	-
Lituania	58,82	74,67	57,97	74,30	50,18	64,26	44,97	56,84	-	-
Lussemburgo	47,80	57,40	44,29	52,79	36,83	44,35	-	-	-	-
Paesi Bassi	-	-	29,16	92,07	30,23	55,72	30,71	45,31	39,44	52,89
Polonia	58,80	73,61	39,50	49,88	35,59	45,05	34,66	43,54	37,47	46,77
Portogallo	52,40	74,51	37,69	53,88	28,95	37,84	27,65	34,84	31,66	39,10
Romania	43,14	52,35	40,58	49,31	35,18	42,73	34,68	42,05	30,62	37,04

(segue)

PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-260		260-2.600		2.600-26.000		26.000-104.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Slovacchia	48,11	59,41	43,20	53,51	30,49	38,26	27,00	34,08	32,12	40,23
Slovenia	42,02	59,37	39,87	56,67	34,72	49,59	32,87	44,48	-	-
Spagna	47,13	60,13	36,65	46,79	28,77	36,76	30,13	38,45	40,51	51,12
Svezia	109,33	137,80	82,42	101,64	65,55	81,55	61,41	77,99	19,54	25,81
Ungheria	31,03	41,57	36,27	48,71	34,30	46,04	35,20	56,51	32,66	43,51
Unione europea^(A)	46,88	69,10	38,03	57,54	31,93	45,53	31,01	41,92	35,22	45,26
Area euro	46,90	70,62	37,79	58,60	31,23	45,21	30,11	40,71	35,07	44,93

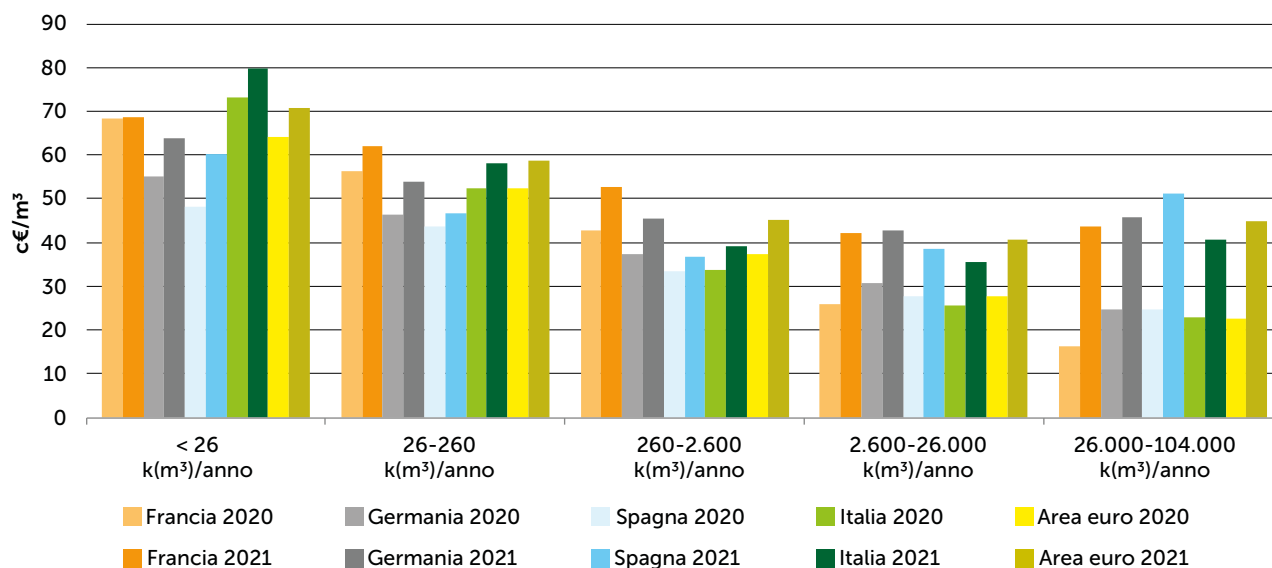
(A) I dati di Cipro e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di imposizione fiscale, tornano ad ampliarsi le differenze negative per le ultime tre classi tra le imposte in Italia e quelle dell'Area euro, con, in particolare, la differenza per la classe I3 che scende al valore di -48%, uguale a quello del 2018, dopo essere salito intorno al -30% negli anni 2019 e 2020, e le differenze per le classi I4 e I5 che calano nuovamente al di sotto del -50% dopo esserne state, se pur di poco, al di sopra nei due anni precedenti, quando erano pari al -47% circa. Il differenziale per la prima classe, che è sempre stato positivo negli anni, con valori dal 2016 inferiori al 30% ma superiori al minimo raggiunto nel 2018, pari a +20%, perde in un solo anno venti punti percentuali, passando dal +22% del 2020 a un valore di +1%. Una diminuzione di entità ancora superiore si verifica con riferimento alle differenze esistenti per la seconda classe, che, dopo essersi annullate nel 2020, divengono ampiamente negative, attestandosi al -22%.

Le variazioni dei differenziali descritte sono dovute al fatto che, a fronte di valori delle imposte degressivi sia in Italia sia nell'Area euro, in Italia le componenti fiscali sono o diminuite a fronte di riduzioni nell'Area euro (nelle prime tre classi, ove vi sono state variazioni comprese tra il -7,8% della classe I3 e il -13,5% della classe I2, a fronte di aumenti compresi tra il +9,2% e il +19,6% nell'Area euro) oppure cresciute con aumenti di minore entità (nelle ultime due classi, ove le componenti fiscali italiane sono cresciute rispettivamente del 17,7% e del 42%, a fronte di aumenti del 37,2% e del 54,2% nell'Area euro). In termini di incidenza fiscale, ciò si risolve in quote comprese tra il 19% e il 30% nelle prime tre classi (tra il 31% e il 34%, invece, nell'Area euro) e ormai prossime al 10% nelle ultime due classi (dove sono pari, segnatamente, al +14% e al +12%, a fronte di valori del 22% e del 26% nell'Area euro). La struttura e il livello dell'imposizione fiscale contribuiscono pertanto a determinare le differenze di prezzo con l'Area euro sopra evidenziate.

Nel confronto con i principali paesi europei (FIG. 1.16) la situazione continua a essere variegata: rispetto alla Germania i prezzi delle prime due classi si confermano più elevati, con differenziali positivi però in continuo calo (dal +33% nel 2020 al +25% nel 2021, e dal +13% nel 2020 al +8% nel 2021), mentre per le altre classi aumenta la convenienza dei prezzi italiani, con differenziali negativi in ampliamento e compresi tra il -11% e il -17%.

FIG. 1.16 Prezzi del gas naturale per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei

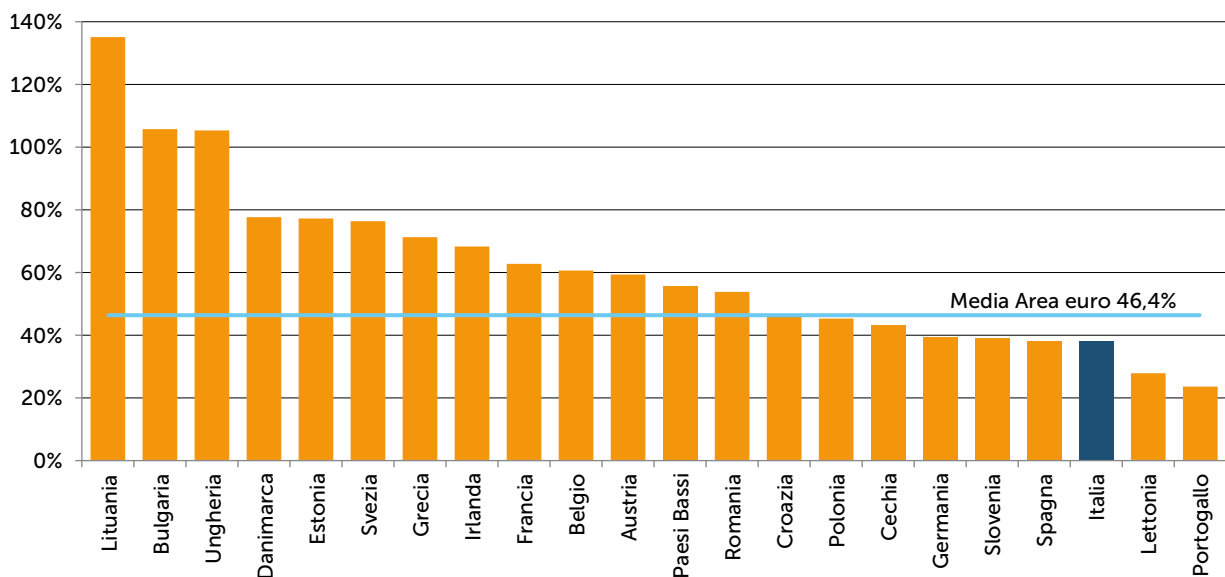
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando alla Francia, i prezzi risultano più cari per la prima classe e più convenienti per le classi intermedie, al pari del 2020; diviene però più conveniente anche l'ultima classe, con una differenza del -7% che era al +40% l'anno prima. Al confronto con la Spagna, sono più care le prime tre classi (dal +33% della prima classe al +6% per la terza), mentre le ultime due si collocano rispettivamente al -8% (come nel 2020) e al -20% (era al -7%).

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,6 M(m³)/anno e 26 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia sono cresciuti del 38%, poco più della media dell'Area euro (+35,1%) (Fig. 1.17).

Gli incrementi dei prezzi lordi italiani non sono mai quelli maggiori, che si sono invece verificati in Spagna (+24,6%) e Germania (+16,3%), rispettivamente nella prima e nella seconda classe, e in Francia nelle ultime tre classi di consumo (+23,0%, +62,7% e +167,7%); gli aumenti in Italia sono stati infatti intermedi nelle prime tre classi di consumo (+9,0%, +10,5% e +15,8%) e i più bassi nelle ultime due (+38,0% e +77,4%). Sui risultati di cui sopra ha influito il fatto che se per tutti i paesi (con l'eccezione della Germania e limitatamente alle prime due classi di consumo) la componente preponderante degli aumenti è dovuta al contributo dei prezzi netti, da una parte in Italia vi sono stati aumenti inferiori o diminuzioni degli oneri e delle imposte, dall'altra il peso dei prezzi netti è stato eccezionalmente elevato in Francia nelle ultime due classi di consumo (e anche in Spagna, solo per l'ultima classe).

FIG. 1.17 Variazione nel 2021 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 2,6 e 26 M(m³)/anno



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Andamento dell'economia e del clima nel 2021

Dopo la pesante caduta (-9%) registrata nel 2020, nel 2021 l'economia italiana ha realizzato un'importante crescita: secondo le ultime stime dell'Istituto nazionale di statistica, il PIL è cresciuto del 6,6% al netto della variazione dei prezzi. La crescita non è comunque bastata a recuperare i livelli pre-pandemia: il valore del PIL a prezzi concatenati del 2021 risulta infatti ancora inferiore di tre punti percentuali rispetto a quello realizzato nel 2019.

La ripresa del commercio mondiale e dei flussi turistici internazionali si è riflessa favorevolmente sulle esportazioni dell'Italia che nel 2021 sono cresciute del 13,3%. I consumi nazionali hanno evidenziato una buona ripresa (4%), più per l'incremento della spesa delle famiglie (5,2%), che non di quella delle amministrazioni pubbliche (0,6%). Gli investimenti fissi lordi hanno registrato un vero e proprio balzo del 17%, grazie soprattutto al comparto delle costruzioni (22,3%), ma anche agli investimenti in beni strumentali (12,6%). Dal lato dell'offerta la crescita più rilevante è avvenuta nel comparto delle costruzioni, ma anche l'attività manifatturiera ha registrato un'ascesa molto significativa; il rialzo dei contagi e il conseguente peggioramento del clima di fiducia hanno continuato a penalizzare soprattutto i servizi, limitandone il recupero. Di fatto, sembrerebbe che una delle conseguenze che si sta rivelando persistente della crisi dovuta alla pandemia è un livello più basso dei consumi di servizi.

Nel 2021, infatti, il valore aggiunto (a valori concatenati con anno di riferimento 2015) del totale delle attività economiche è cresciuto del 6,6%, ma al suo interno si osservano variazioni di diversa entità dei vari settori: al vero e proprio boom del comparto delle costruzioni, il cui valore aggiunto è aumentato del 21,3% rispetto al 2020, si sono accompagnati, infatti, una crescita ragguardevole del settore industriale (13,6%) e un incremento molto

più modesto (4,5%) dei servizi, ma anche una lieve flessione dell'agricoltura (-0,8% che segue il -4,7% dell'anno precedente).

Nell'ambito del settore manifatturiero le diverse industrie hanno evidenziato andamenti tutti positivi, ma anche in questo caso, in misura differenziata, nell'ordine si osservano:

- incrementi superiori al 16% per la fabbricazione di apparecchiature elettriche, di mobili, di mezzi di trasporto e di macchinari e apparecchiature generici;
- incrementi tra il 10% e il 16% per la fabbricazione di prodotti in metallo, di articoli in gomma e materie plastiche, di computer e prodotti di elettronica e ottica e per l'industria del legno, della carta, dell'editoria;
- incrementi sotto il 10%, infine, per le industrie tessili, chimiche e farmaceutiche.

I settori regolati dall'Autorità registrano incrementi positivi ma più contenuti: rispetto al 2020 il valore aggiunto della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata ha evidenziato un incremento del 2,4%, mentre quello della fornitura di acqua, reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento ha registrato un aumento dell'8,3%.

Dati i tassi di variazione molto positivi, quali quelli descritti per l'andamento del valore aggiunto, si comprende come nel 2021 la domanda di energia elettrica e di gas naturale sia stata dominata dal ciclo economico, sebbene anche i fattori climatici abbiano sospinto i consumi energetici e di gas per riscaldamento, specialmente nella prima metà dell'anno.

Infatti, secondo ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile)¹⁸ le temperature dei mesi estivi sono state complessivamente più elevate rispetto ai rispettivi mesi del 2020, come evidenzia l'andamento dei *Cooling Degree Days* – CDD, favorendo l'aumento dei consumi elettrici per il raffrescamento degli ambienti. Allo stesso modo l'andamento degli *Heating Degree Days* – HDD ha agito in maniera anche più decisa dei CDD, spingendo in particolare i consumi di gas sulle reti di distribuzione per il riscaldamento degli ambienti. Secondo ENEA, le temperature di gennaio e febbraio 2021 sono state più rigide di circa un grado rispetto agli stessi mesi del 2020, così come i mesi di aprile e maggio sono risultati più freddi di circa due gradi rispetto ai corrispondenti dell'anno prima; nell'ultimo trimestre dell'anno, infine, la pressione sui consumi di gas per il riscaldamento è risultata più modesta, ma comunque positiva, considerando il dicembre 2021 più rigido del dicembre 2020.

Alla fine del 2021, la crescita dell'economia italiana ha perso slancio, frenata dal ristagno dei consumi delle famiglie e dal contributo negativo della domanda estera netta. Inoltre, le tensioni che si sono manifestate già dalla seconda metà del 2021 sui prezzi delle materie prime, specie quelle energetiche, hanno condotto a una brusca frenata della produzione industriale nel mese di dicembre (l'indice della produzione dell'industria al netto delle costruzioni ha registrato un -13%, cui è seguito un altro -4% a gennaio 2022), salvo poi riprendersi nei due mesi successivi. Nel primo trimestre dell'anno in corso il PIL è comunque diminuito, risentendo da un lato di una nuova ondata di contagi che ha indebolito la spesa delle famiglie (specie quella per i servizi legati alla mobilità e al tempo libero), ma soprattutto per gli ulteriori estremi rincari energetici, a cui si è aggiunto un clima di pesante incertezza per gli sviluppi dell'invasione dell'Ucraina.

¹⁸ ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, n. 1/2022.

Domanda e offerta di energia in Italia

Dopo un 2020 caratterizzato dagli effetti dell'emergenza sanitaria, come già evidenziato più sopra, l'economia italiana ha registrato nel 2021 una crescita eccezionale, grazie al forte recupero dell'attività produttiva. A trainare l'aumento del PIL (+6,6%) è stata soprattutto la domanda interna, mentre la domanda estera e la variazione delle scorte hanno fornito contributi limitati. Nell'offerta di beni e servizi, il valore aggiunto ha segnato crescite marcate nelle attività manifatturiere, nelle costruzioni e in molti comparti del terziario.

La ripresa economica ha portato con sé la crescita dei consumi energetici: dopo la forte riduzione nel 2020 pari all'8,9% (a fronte di un calo del PIL del 9%), nel 2021 il consumo interno lordo di energia è passato da 141,6 a 150,5 mln tep, per un aumento del 6,3%, tasso leggermente inferiore al rialzo del PIL. Non sono stati però raggiunti i consumi pre-pandemia (155,4 mln tep nel 2019 e 157,0 mln tep nel 2018). L'eccezionale contesto economico e sociale degli ultimi due anni crea qualche incertezza nell'interpretazione e significatività dei dati relativi ai consumi e all'intensità energetica, all'interno di una tendenza di lungo periodo che vede una riduzione di entrambe le grandezze, come conseguenza dei cambiamenti ormai strutturali del sistema produttivo (minore peso dell'industria e terziarizzazione) e degli effetti dell'efficienza energetica, spinta da misure regolatorie e miglioramenti tecnologici. L'indicatore dell'intensità energetica negli ultimi due anni è rimasto sostanzialmente sui livelli del 2019 con oscillazioni minime: +0,1% nel 2020, -0,3% nel 2021, anno su anno. Sembra rimanere, quindi, complesso il percorso per raggiungere gli ambiziosi obiettivi 2030 di efficientamento del sistema.

TAV. 1.18 Bilancio energetico nazionale nel 2020 e nel 2021 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI		TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E PRODOTTI PETROLIFERI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2020									
+	Produzione	37.673	0	5.856	3.287	27.339	1.190	0	0
+	Saldo importazioni	131.128	4.949	65.725	54.376	2.656	0	0	3.421
-	Saldo esportazioni	25.329	210	23.717	258	492	0	0	653
+	Variazione delle scorte	564	355	-513	881	-159	0	0	0
=	Disponibilità energetica lorda	144.035	5.095	47.351	58.286	29.345	1.190	0	2.769
-	Bunkeraggi marittimi internazionali	2.439	0	2.439	0	0	0	0	0
=	Consumo interno lordo	141.595	5.095	44.912	58.286	29.345	1.190	0	2.769
-	Aviazione internazionale	1.495	0	1.495	0	0	0	0	0
=	Consumo interno	140.100	5.095	43.417	58.286	29.345	1.190	0	2.769
Ingressi in trasformazione		121.213	5.942	69.982	24.225	19.956	878	0	229
Uscite dalla trasformazione		99.347	1.428	66.976	82	1.272	0	5.467	24.121
Settore Energia		7.176	43	2.645	1.458	0	0	1.525	1.505

(segue)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E PRODOTTI PETROLIFERI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
Perdite di distribuzione	1.781	0	0	224	0	0	64	1.493
Disponibile per consumo finale	109.278	537	37.765	32.461	10.660	313	3.879	23.663
Consumo finale non energetico	6.804	33	6.117	653	0	0	0	0
Consumo finale energetico	103.057	505	32.231	31.807	10.660	313	3.879	23.663
+ Industria	23.861	505	1.754	8.081	435	313	2.687	10.086
+ Trasporti	28.976	0	25.875	967	1.265	0	0	870
+ Altri settori	50.220	0	4.602	22.759	8.960	0	1.192	12.707
+ Servizi	16.558	0	514	6.690	2.590	0	293	6.471
+ Residenziale	30.656	0	1.871	15.933	6.289	0	870	5.693
+ Agricoltura	2.759	0	2.027	136	53	0	14	529
+ Pesca	202	0	159	0	29	0	0	14
+ Altri settori	45	0	30	0	0	0	15	0
Differenze statistiche	-583	0	-583	0	0	0	0	0
2021								
+ Produzione	36.402	0	4.922	2.689	27.635	1.157	0	0
+ Saldo importazioni	143.863	5.572	71.664	59.783	2.840	0	0	4.004
- Saldo esportazioni	29.263	187	26.778	1.264	709	0	0	324
+ Variazione delle scorte	2.021	168	522	1.303	28	0	0	0
= Disponibilità energetica lorda	153.024	5.552	50.330	62.511	29.794	1.157	0	3.680
- Bunkeraggi marittimi internazionali	2.513	0	2.513	0	0	0	0	0
= Consumo interno lordo	150.511	5.552	47.817	62.511	29.794	1.157	0	3.680
- Aviazione internazionale	1.576	0	1.576	0	0	0	0	0
= Consumo interno	148.935	5.552	46.241	62.511	29.794	1.157	0	3.680
Ingressi in trasformazione	130.365	6.997	76.773	25.642	19.835	875	0	243
Uscite dalla trasformazione	105.912	1.495	72.598	81	1.423	0	5.647	24.669
Settore Energia	7.212	50	2.881	1.154	0	0	1.581	1.546
Perdite di distribuzione	1.714	0	0	186	0	0	62	1.466
Disponibile per consumo finale	115.557	0	39.185	35.610	11.381	282	4.004	25.094
Consumo finale non energetico	3.586	41	2.882	664	0	0	0	0
Consumo finale energetico	114.781	444	38.628	34.947	11.382	282	4.004	25.094
+ Industria	25.455	444	1.866	8.863	421	282	2.788	10.792
+ Trasporti	35.366	0	31.848	1.146	1.415	0	0	957
+ Altri settori	53.960	0	4.914	24.938	9.546	0	1.216	13.345
+ Servizi	17.556	0	564	7.109	2.597	0	297	6.989

(segue)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI			TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E PRODOTTI PETROLIFERI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
	+	Residenziale	33.165	0	1.962	17.668	6.867	0	889	5.779
	+	Agricoltura	2.924	0	2.135	161	52	0	15	560
	+	Pesca	206	0	160	0	29	0	0	17
	+	Altri settori	108	0	93	0	0	0	15	0
Differenze statistiche			-2.811	-486	-2.324	0	0	0	0	0

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

I consumi finali hanno registrato un rialzo dell'11,4% salendo a 114,8 mln tep dai 103,1 dell'anno precedente, risultato di un aumento del 6,7% dei consumi dell'industria, di ben il 22,1% dei trasporti, in ripresa dopo essere stato il settore più colpito dalla pandemia (-19,2% nel 2020), del 6% dei servizi e dell'8,2% del residenziale, comparto quest'ultimo che ha visto una crescita legata soprattutto all'andamento meteorologico più freddo nell'inverno-primavera 2021.

Relativamente alle singole fonti, si rileva un aumento del consumo primario di gas naturale del 7,2%, determinato da una maggior richiesta di tutti i settori: +5,8% per gli usi termoelettrici, +10,9% per consumi residenziali e +9,7% per l'industria. Complessivamente, il gas ha inciso per il 41,5% sui consumi interni lordi di energia.

La domanda di petrolio e prodotti petroliferi è cresciuta del 6,5% (pesando per il 31,8% sul totale), spinta dal settore trasporti (+23,1%), dove si registra un aumento del 22% circa dei consumi di benzina, del 16,9% per il gasolio autotrazione e del 28,1% del carboturbo per aerei. Anche il carbone, in piena controtendenza con gli anni precedenti, che ne avevano visto una progressiva riduzione degli usi per le politiche di decarbonizzazione e per un forte indebolimento della convenienza economica al suo utilizzo, ha rilevato un aumento dei consumi lordi del 9%, a causa di un suo accresciuto impiego nelle centrali termoelettriche per i prezzi record registrati dal gas naturale. Nel 2021 il carbone ha inciso, però, solo per il 3,7% sugli usi primari.

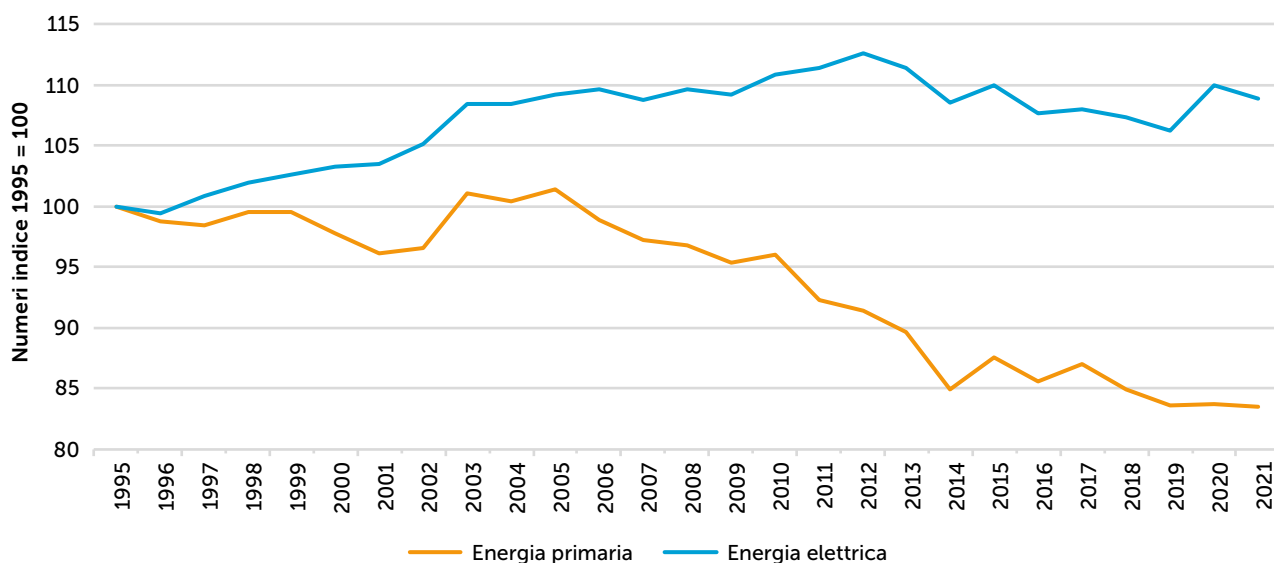
Il consumo interno lordo di fonti rinnovabili (compresi i bioliquidi) è aumentato dell'1,5% con un'incidenza sul totale dei consumi primari pari al 19,8%, in lieve riduzione rispetto al 20,7% del 2020, a causa di un maggiore utilizzo di combustibili fossili per la copertura del cresciuto fabbisogno, in un anno caratterizzato anche da un minore apporto dell'energia idroelettrica (-5,4%) per le minori precipitazioni. Sono poi aumentate del 17% le importazioni di energia elettrica (giungendo a 4 mln tep) e ridotte invece del 50% le esportazioni, per un aumento del saldo positivo netto dell'elettricità importata del 32,9%.

La dipendenza complessiva del nostro sistema energetico dalle importazioni (al netto dei prodotti esportati) è stata nel 2021 del 76% circa, poco più di un punto percentuale superiore al 2020.

Il consumo finale di energia elettrica ha registrato un aumento del 6% dopo il calo del 5,7% del 2020. La ripresa dell'attività industriale ha indotto maggiori consumi di elettricità in questo settore per +7,0%; nel 2021 l'industria ha inciso per il 43% sui consumi complessivi di energia elettrica. In ripresa anche i consumi nei servizi (+8,0%) che hanno pesato sui consumi totali per il 28% circa. In lieve aumento (+1,5%) anche l'energia elettrica utilizzata nelle abitazioni (con incidenza del 23%), nonostante la riduzione dello *smart working* e l'allentamento delle restrizioni alla mobilità legate alla pandemia, crescita presumibilmente favorita dalle condizioni climatiche.

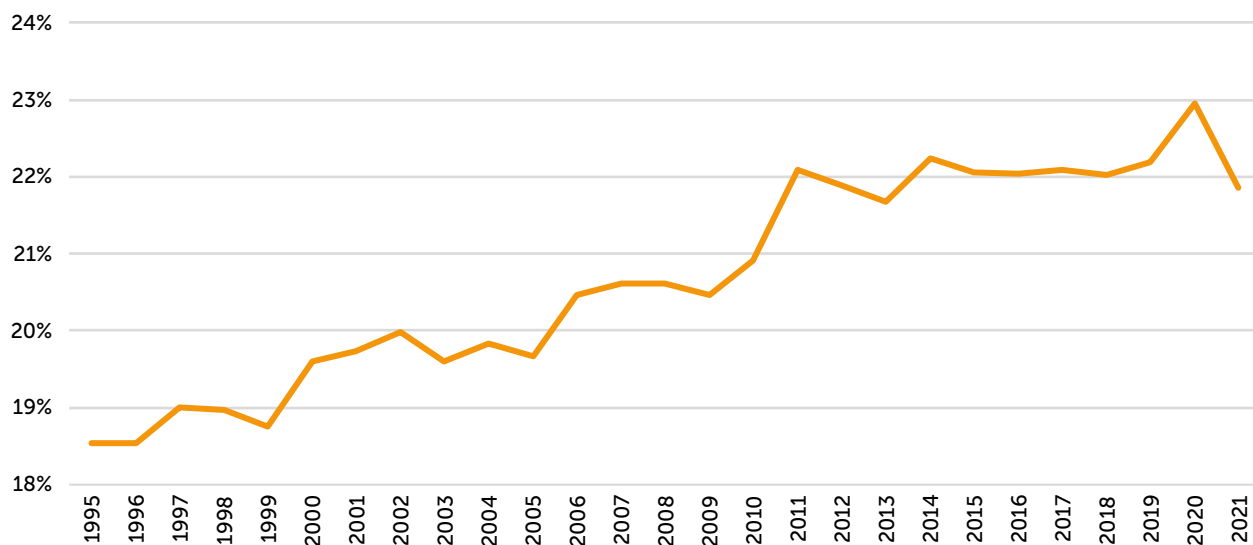
L'aumento dei consumi elettrici complessivi è stato leggermente inferiore alla crescita del PIL, determinando quindi una riduzione dell'intensità elettrica (-0,6% circa). La penetrazione degli usi elettrici sui consumi finali, all'interno di una tendenza di lungo periodo all'aumento, è tuttavia diminuita, passando dal massimo storico del 23% nel 2020 al 21,9% nel 2021, cifra sostanzialmente in linea con gli anni precedenti alla pandemia. Si tratta di dati che fanno emergere come il valore del 2020 sia stato presumibilmente condizionato dalla situazione di eccezionalità che ha ridotto in misura maggiore i consumi delle altre fonti e come il ritmo di penetrazione del vettore elettrico negli usi finali rimanga ancora inferiore agli auspici.

FIG. 1.18 Intensità energetica del PIL dal 1995



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

FIG. 1.19 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

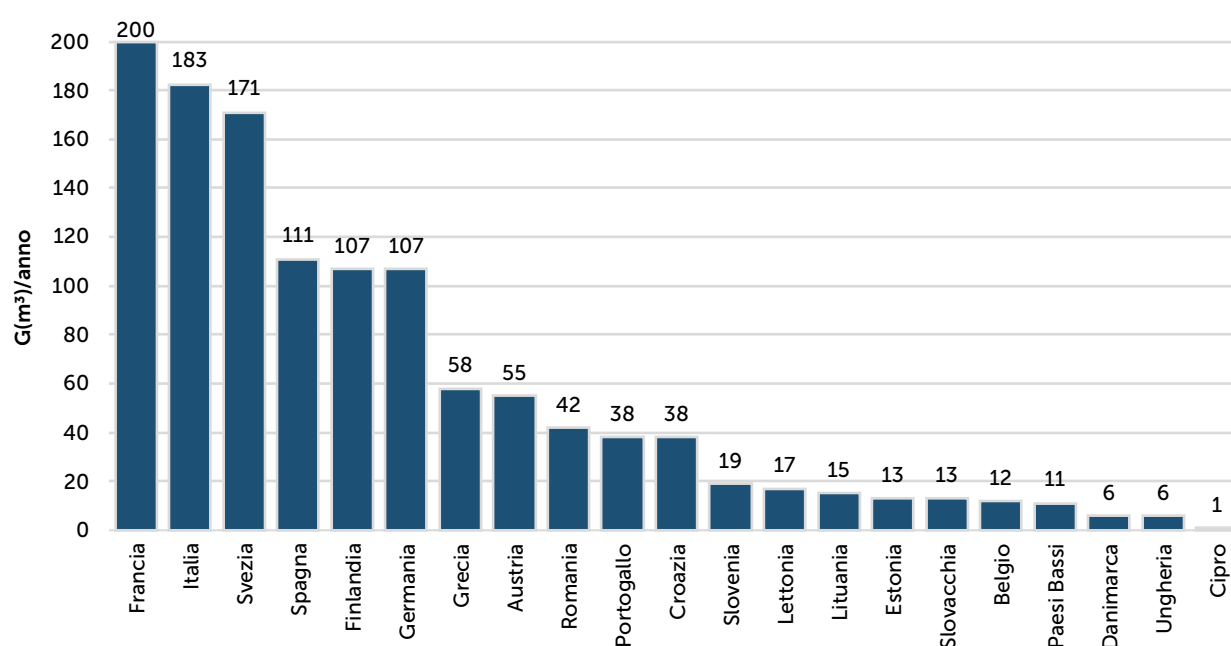


Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Sistemi idrici in Europa

Le risorse idriche rinnovabili effettive totali (*Total actual renewable water resources*) corrispondono alla quantità massima teorica annua di acqua effettivamente disponibile per un paese in un dato momento, misurata in miliardi di metri cubi annui. La disponibilità di risorse idriche può limitare il potenziale di espansione delle attività di un paese. Le stime dei futuri cambiamenti nell'approvvigionamento idrico a seguito dei cambiamenti climatici sono un utile indicatore per la progettazione e l'attuazione di strategie di sviluppo a medio/lungo termine. I dati Aquastat relativi al 2018 collocano l'Italia fra i tre paesi europei con la maggiore disponibilità di fonti idriche rinnovabili.

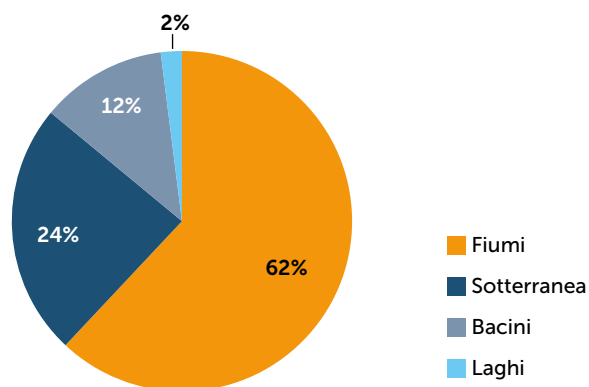
FIG. 1.20 Disponibilità di risorse idriche rinnovabili nel 2018



Fonte: Aquastat.

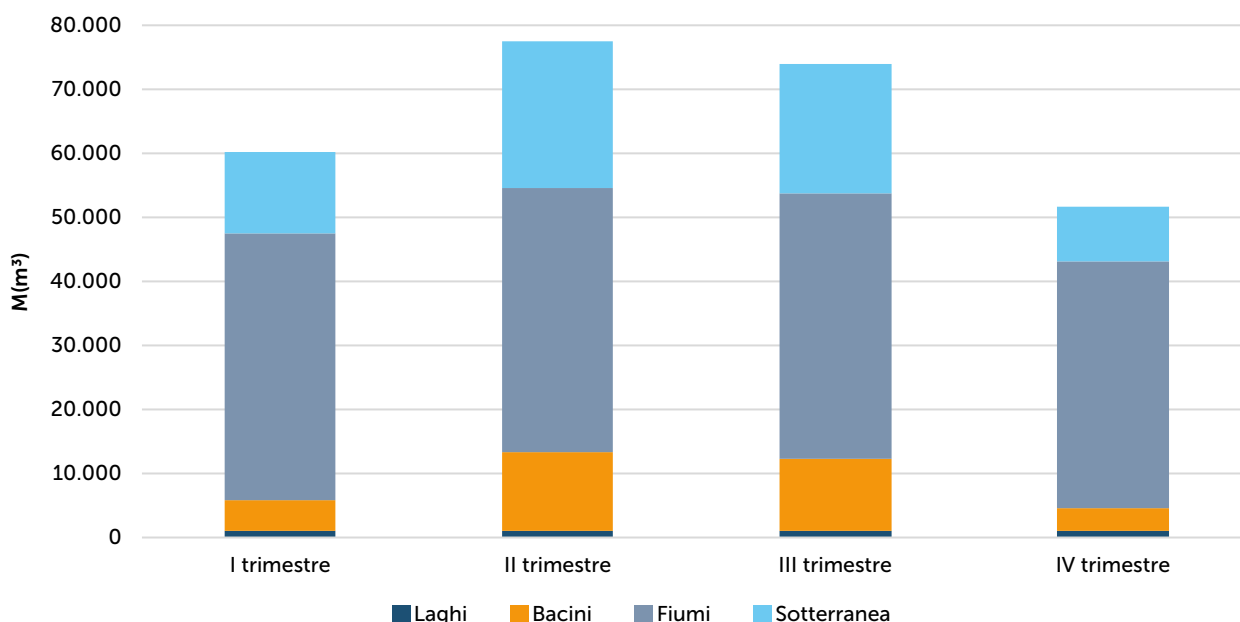
Gli usi intensi di acqua in Europa (acqua potabile, acqua per usi irrigui e manifatturieri, acqua per riscaldamento e raffreddamento) uniti alla crescita della popolazione e dell'urbanizzazione, e ai picchi di utilizzo per servizi turistici, aggravati ulteriormente da fenomeni collegati all'inquinamento e agli effetti dei cambiamenti climatici (per esempio, siccità e inondazioni), stanno mettendo a dura prova l'approvvigionamento idrico e la sua qualità in Europa. In effetti, lo stress idrico colpisce oltre 100 milioni di persone in Europa. Circa l'86% del consumo europeo di acqua dolce (potabile e altri usi) proviene da fiumi e acque sotterranee, mentre il resto proviene da bacini idrici (12%) e laghi (2%), il che rende queste fonti estremamente vulnerabili alle minacce poste dallo sfruttamento eccessivo, dall'inquinamento e dai cambiamenti climatici.

FIG. 1.21 Tipologia di fonte idrica in Europa nel 2017



Fonte: Eurostat.

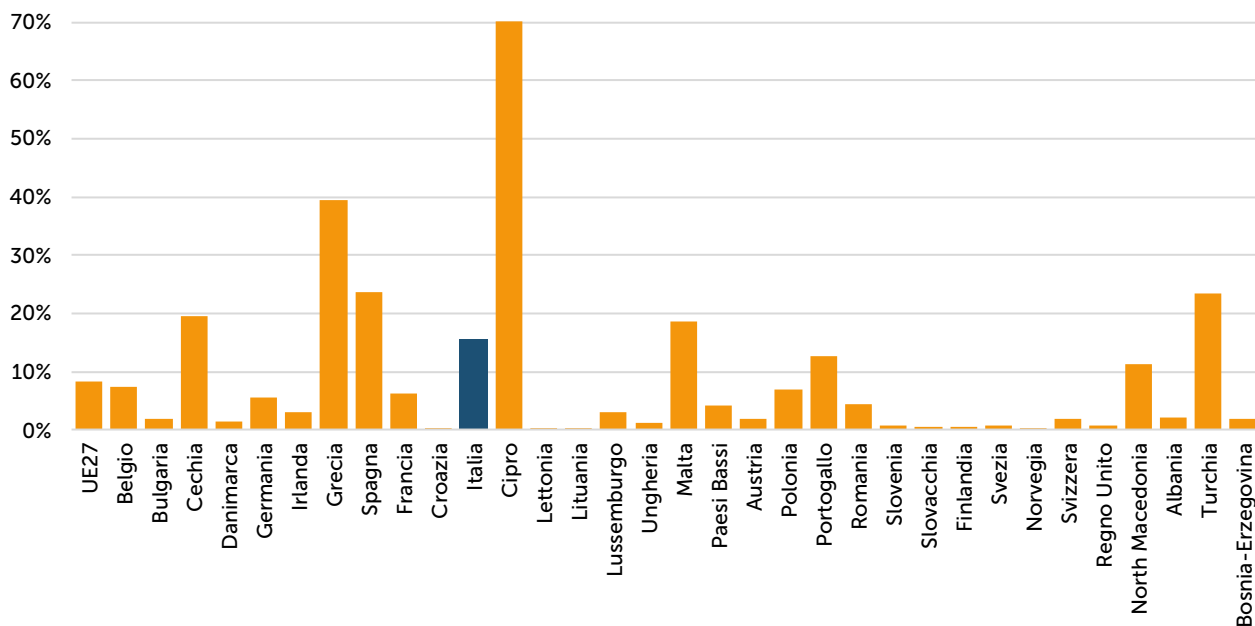
FIG. 1.22 Estrazione totale in Europa di acqua per fonte nel 2017



Fonte: Eurostat.

L'indice di sfruttamento dell'acqua (*Water Exploitation Index*) è una misura dell'uso totale di acqua dolce come percentuale delle risorse rinnovabili di acqua dolce (acque sotterranee e superficiali) in un dato momento e luogo: quantifica quanta acqua viene estratta e quanta acqua viene restituita dopo l'uso all'ambiente. La differenza tra l'estrazione e il ritorno dell'acqua illustra la pressione sulle risorse rinnovabili di acqua dolce dovuta alla domanda secondo gli usi domestici e non domestici. In genere, valori superiori al 20% indicano una lieve scarsità d'acqua, mentre valori uguali o superiori al 40% indicano situazioni di grave scarsità d'acqua, dove pertanto l'uso delle risorse di acqua dolce è chiaramente insostenibile. L'indicatore è presentato come valori medi annuali espressi in percentuale.

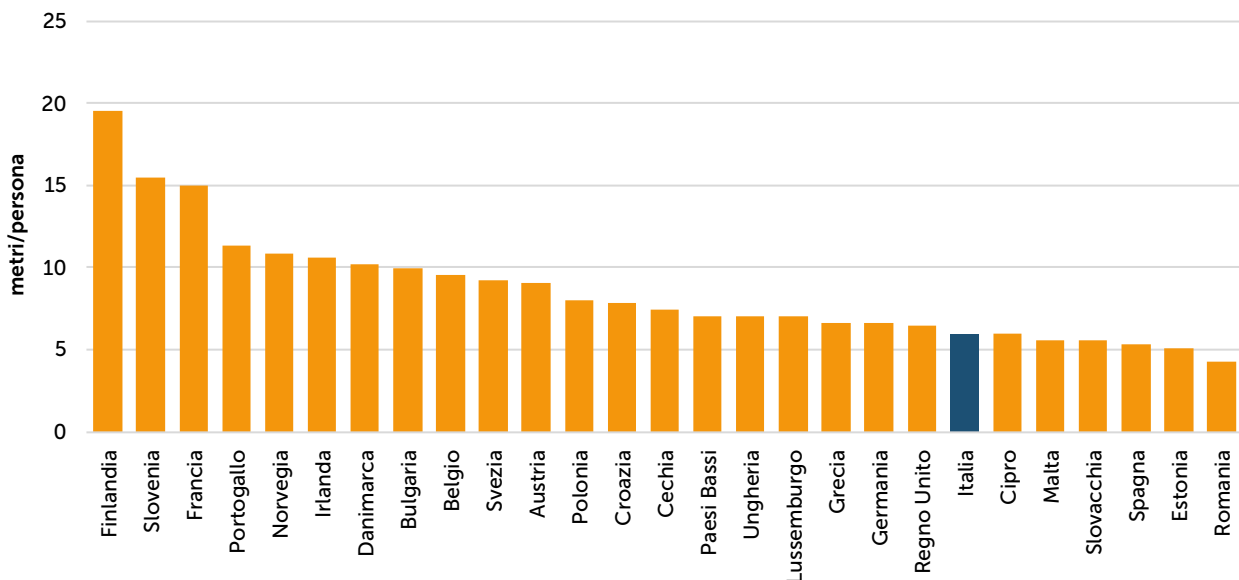
FIG. 1.23 *Indice di sfruttamento idrico in Europa nel 2017*



Fonte: Eurostat.

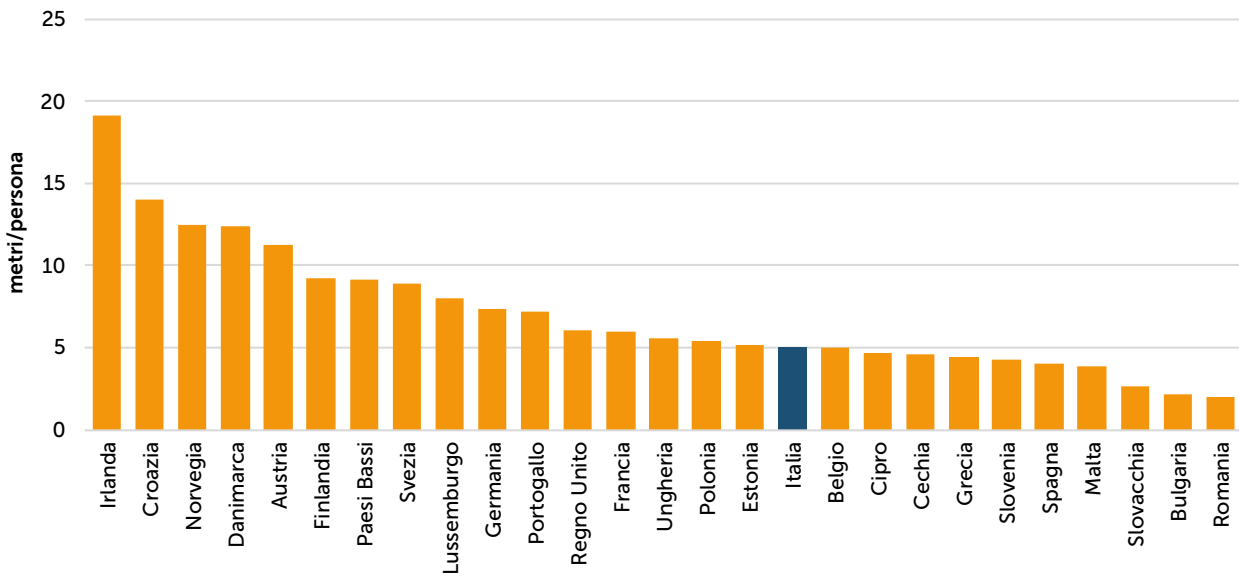
La fruibilità dell'acqua potabile dipende non solo dalla disponibilità di risorse idriche ma anche dall'estensione (e qualità) delle reti di distribuzione di acqua potabile (Fig. 1.24) e delle reti fognarie (Fig. 1.25).

FIG. 1.24 *Lunghezza della rete di distribuzione di acqua potabile in Europa nel 2018*



Fonte: Eurostat.

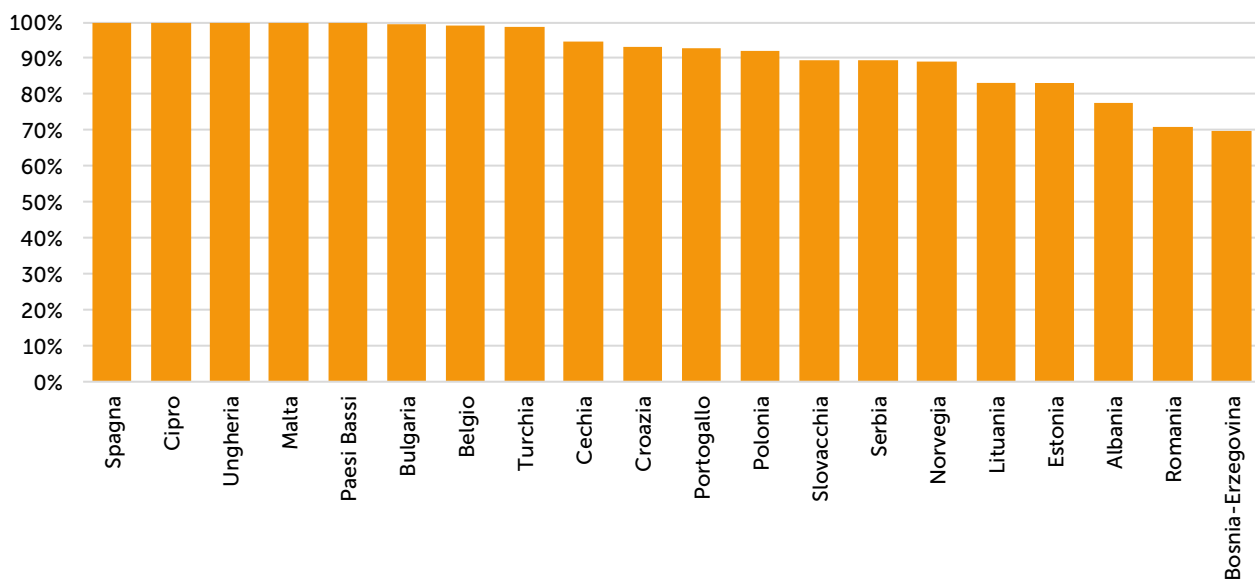
FIG. 1.25 Lunghezza della rete fognaria in Europa nel 2018



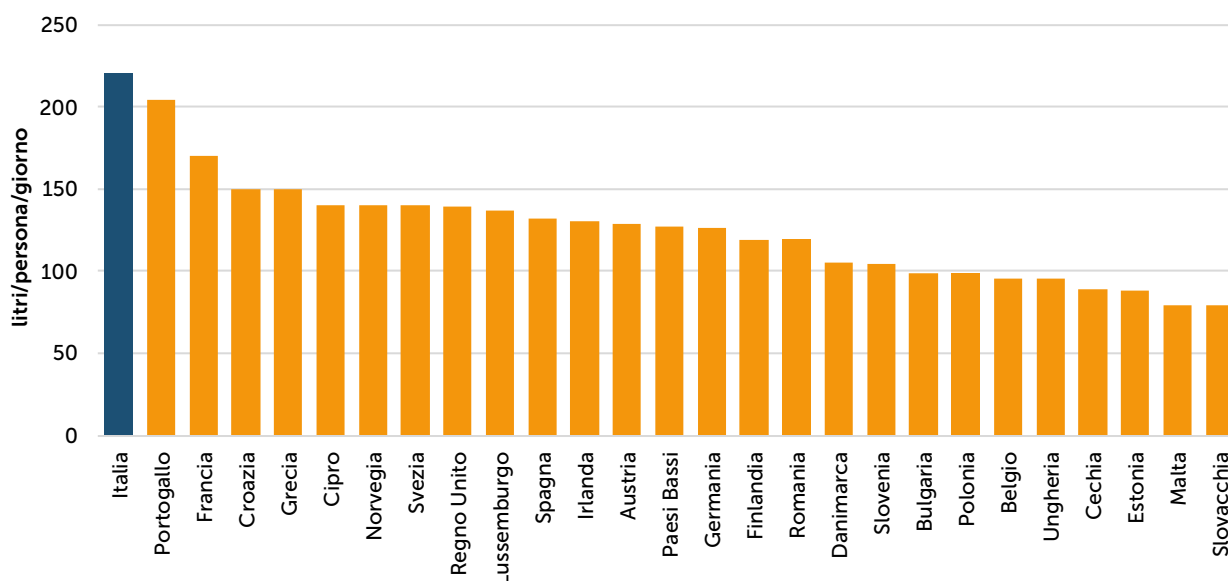
Fonte: Eurostat.

La percentuale di popolazione connessa alla rete idrica è uno dei principali indicatori per definire il livello di sviluppo dei servizi dell’economia idrica e il grado di accessibilità all’acqua per coprire tutte le esigenze della popolazione. I valori più bassi si registrano nei paesi di recente annessione e in quelli candidati all’accesso all’Unione europea (Fig. 1.26). Nell’Unione europea, la direttiva quadro 2000/60/CE sulle acque obbliga gli stati membri a promuovere un uso sostenibile basato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili, a garantire un equilibrio tra estrazione e ricarica dell’acqua e a raggiungere un “buono stato delle acque”.

FIG. 1.26 Popolazione connessa alla rete idrica in Europa nel 2018



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.27 Consumo medio giornaliero di acqua in Europa nel 2018

Fonte: Eurostat.

La direttiva europea 91/271/CEE del 1991 relativa al trattamento delle acque reflue urbane¹⁹ stabilisce norme comuni sulle concentrazioni di agenti inquinanti di tipo organico, solidi sospesi, azoto e fosforo presenti nelle acque reflue. Le acque reflue urbane che confluiscono nella rete fognaria dopo i loro utilizzi devono essere trattate prima di essere scaricate nell'ambiente, per ridurre il rischio di inquinamento. Nel 2018 in Unione europea esistevano 20.087 impianti di trattamento²⁰.

Ogni area urbana che genera acque reflue con un carico organico superiore a 2000 abitanti equivalenti²¹ è soggetta a un monitoraggio di conformità²² alla suddetta direttiva sulle acque reflue. Attualmente, in Europa, secondo un monitoraggio dell'Agenzia europea dell'ambiente pubblicato nel 2021²³, solo l'82% delle acque reflue urbane raccolte e sottoposte a trattamento nei 27 paesi europei sono pienamente conformi alla direttiva. Nello specifico, solo 4 paesi (Austria, Germania, Lussemburgo e Paesi Bassi) trattano il 100% delle loro acque reflue urbane in conformità con i requisiti della direttiva e altri 10 paesi hanno raggiunto un tasso di conformità superiore al 90%. In 5 paesi (Irlanda, Bulgaria, Romania, Ungheria e Malta) il tasso di conformità agli standard europei è al di sotto del 50%, e in Italia solo il 56% delle acque reflue trattate è conforme.

Secondo l'Agenzia europea dell'ambiente in Europa nel 2018 si sono generate 6.343.634 tonnellate di fanghi dalla depurazione delle acque reflue urbane. In Italia ne sono state generate 387.289 tonnellate. La gestione di questi fanghi nel 2018 è stata la seguente:

19 Direttiva del Consiglio 91/271/EEC del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31991L0271&from=EN>.

20 Nello specifico: 14.149 impianti a trattamento biologico con rimozione di fosforo e/o azoto; 5.573 impianti a trattamento biologico; 365 impianti di trattamento primario cioè caratterizzati da un processo fisico e/o chimico che comporti la sedimentazione dei solidi sospesi, ovvero mediante altri processi a seguito dei quali il BOD5 delle acque reflue in arrivo sia ridotto almeno del 20% prima dello scarico e i solidi sospesi totali delle acque reflue in arrivo siano ridotti almeno del 50%.

21 Ai sensi della direttiva 91/271/EEC per "abitanti equivalenti" si intende il carico organico biodegradabile, avente una richiesta biochimica di ossigeno a 5 giorni (BOD5) di 60 g di ossigeno al giorno.

22 Nello specifico viene monitorata la conformità rispetto ai parametri di raccolta delle acque reflue, del loro trattamento biologico, del trattamento biologico con azoto e della rimozione di fosforo.

23 <https://water.europa.eu/freshwater/countries/uwwt>.

- 61,1% riutilizzato in agricoltura (23,9% in Italia) o per altri usi (31,5% in Italia);
- 7,5% (11,4% in Italia) in discarica;
- 19,4% (12,7% in Italia) in inceneritori;
- 11,7% (20,5% in Italia) smaltito in altri modi.

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Un nuovo impulso all'economia circolare

Con l'approvazione da parte del Parlamento europeo, nel febbraio 2021, della risoluzione²⁴ sul Piano d'azione per l'economia circolare²⁵ può dirsi entrata in una fase di concreta applicazione la strategia comunitaria di approccio organico alle problematiche di gestione dei rifiuti urbani e assimilati in un rinnovato quadro di sostenibilità. Strategia avviata con l'approvazione, nel 2018, del c.d. Pacchetto economia circolare²⁶ recepito dagli stati membri nel corso del 2020, con l'obiettivo esplicito di allineare regole e meccanismi per la gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa ai principi generali di sostenibilità e circolarità del sistema economico nel suo complesso, ribaditi dal *Green Deal*.

Del Piano d'azione per l'economia circolare si darà qualche dettaglio nella parte della presente *Relazione Annuale* dedicata all'evoluzione normativa; qui vale ricordare la declinazione degli obiettivi generali in azioni legislative e regolamentari, in gran parte sotto la responsabilità della Commissione europea, in tema di:

- creazione prospettica di un vero mercato interno dei materiali derivanti dal riciclo in risposta all'esigenza di far corrispondere alla crescente produzione derivante dalla progressione dei tassi di recupero una consistente domanda;
- omogeneizzazione tendenziale delle regole per la raccolta differenziata, con l'obiettivo di favorire una differenziazione qualitativa e quantitativa funzionale alla crescita del riciclo attesa dall'applicazione del Pacchetto economia circolare;
- riduzione dei rifiuti e prevenzione della produzione dei rifiuti, obiettivo programmatico di grande portata e non certo confinabile alla normativa stessa sui rifiuti, che richiede riprogettazione della produzione industriale ed "ecodesign" (attitudine dei beni a produrre meno rifiuti alla fine del ciclo d'uso e, per la parte non riducibile di rifiuto prodotto, attitudine a essere riciclati), e per ora concretamente perseguito attraverso una nuova normativa, in procinto di essere adottata dalla Commissione europea, in materia di imballaggi, di cui si prevede la totale recuperabilità entro il 2030;
- rafforzamento degli strumenti economici di gestione efficiente del sistema rifiuti, con particolare riferimento alla struttura di costi e incentivi degli schemi di responsabilità diretta.

24 Risoluzione del Parlamento europeo del 10 febbraio 2021 sul Nuovo piano d'azione per l'economia circolare, procedimento 2020/2077/INI, classificazione documentale PE A9-0008/2021.

25 Piano a sua volta pubblicato dalla Commissione europea con comunicazione 2020/0098 dell'11 marzo 2020 dal titolo "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare, per un'Europa più pulita e competitiva". Per approfondimenti la Commissione rimanda al documento di lavoro degli Uffici intitolato "Leading the way to a global circular economy: state of play and outlook", SWD (2020)0100.

26 Per "Pacchetto economia circolare" si intende l'insieme di direttive e regolamenti che hanno modificato il quadro normativo comunitario per la gestione dei rifiuti urbani innalzando gli obiettivi di recupero e riutilizzo in funzione della gerarchia comunitaria (prevenzione/riutilizzo/riciclo/recupero/smaltimento). Rilevano per le grandezze riportate in questa sezione la direttiva 2018/850, che modifica la precedente direttiva 1999/31 sulle discariche; la direttiva 2018/851, che modifica la direttiva quadro 2008/98 sui rifiuti urbani; la direttiva 2018/852 sugli imballaggi e sui rifiuti da imballaggi. Tali direttive sono state adottate dal legislatore italiano con i decreti legislativi 3 settembre 2020, n. 116 (in attuazione delle direttive 2018/851 e 2018/852 sui rifiuti e sugli imballaggi) e n. 121 (in attuazione della direttiva 2018/850 sulle discariche).

Alla realizzazione del Piano è demandata la responsabilità di definire una strategia di ‘risposta’ alla questione che la stessa Commissione europea rileva di fronte all’evidenza dei dati di cui questa sezione ha lo scopo di fornire un’estrema sintesi: la produzione di rifiuti urbani non diminuisce e la dinamica di accrescimento del peso del riciclo e riutilizzo sembra, negli ultimi anni, perdere impulso. Nelle note che seguono, oltre alla consueta disamina della sintesi dei dati generali salienti (produzione, tecnologie di trattamento, sentiero di avvicinamento agli obiettivi di circolarità), si darà qualche evidenza di come, a un’analisi che colleghi le grandezze fisiche a quelle economiche, in realtà il “sistema rifiuti” europeo appaia dirigersi senza incertezza verso gli obiettivi di sostenibilità e circolarità, benché, probabilmente, non con la velocità auspicata dal legislatore comunitario.

L’evoluzione delle statistiche europee sui rifiuti urbani

La rilevazione dei fenomeni legati alla gestione dei rifiuti urbani e assimilati è oggetto di profonda revisione per effetto dell’attesa applicazione di nuovi strumenti e metodi di rilevazione, introdotti dal Pacchetto economia circolare con l’obiettivo di rendere più rigorosa e quanto più possibile omogenea la rappresentazione di grandezze fondamentali per osservare la transizione verso la maggiore sostenibilità, con particolare riferimento al recupero di materia (riciclo e compostaggio).

Se prima della revisione della direttiva quadro sui rifiuti a opera del legislatore comunitario del Pacchetto economia circolare gli stati membri avevano a disposizione diverse varianti di metodologia per la raccolta e la rappresentazione dei dati relativi alle quantità di rifiuti urbani effettivamente avviati a recupero, a nuova normativa recepita, e quindi a partire dal 2020, i nuovi riferimenti normativi prevedono una metodologia omogenea e sostanzialmente basata sul calcolo della proporzione in peso dei rifiuti urbani e assimilati avviati a recupero (per la precisione, “avviati a riutilizzo e recupero”) rispetto al totale dei rifiuti urbani, ciò che include nel denominatore del rapporto anche i rifiuti urbani non riciclabili.

Nei paesi, tra cui l’Italia, che utilizzavano una metodologia alternativa consentita dalla precedente direttiva quadro (2008/98/CE) e consistente nell’aggregare le quote di rifiuti avviati a recupero e riutilizzo provenienti da specifici flussi di rifiuti urbani riciclabili (c.d. metodologia 2, che calcola le quote di recupero a partire dall’esame delle quantità riciclate dei flussi di carta, metalli, plastica, vetro, legno e frazione organica), il cambiamento di metodologia ha necessariamente comportato un ricalcolo della quota dei rifiuti urbani e assimilati destinati al recupero, con conseguente problematica rappresentazione dei risultati in relazione agli obiettivi della normativa per il 2020. Per l’Italia, nella fattispecie, il passaggio dalla metodologia di rilevazione previgente alla metodologia unica *post* direttiva 218/851/UE avrebbe significato il mancato raggiungimento della soglia del 50% prevista come obiettivo dalla precedente normativa²⁷. La Commissione europea ha, quindi, consentito per le sole rilevazioni 2020 l’utilizzo della metodologia precedente al fine di rendere coerenti i risultati delle rilevazioni con gli obiettivi fissati precedentemente all’approvazione della nuova normativa, in vista di rilevazioni europee finalmente omogenee e immediatamente confrontabili, nonché atte a controllare con maggiore rigore la dinamica delle grandezze rilevanti per il controllo del raggiungimento degli obiettivi comunitari.

²⁷ Secondo le valutazioni fatte da ISPRA nell’annuale Rapporto sui rifiuti urbani per il 2021, la percentuale di rifiuti urbani preparati per il riciclo e il riutilizzo passerebbe in Italia dal 54,4% calcolato con la metodologia *ex* direttiva quadro 2008/98 al 48,4% calcolato con la metodologia omogenea “semplificata” di cui alla direttiva 218/851, a fronte di un obiettivo minimo comunitario per il 2020 del 50%. Si noti come, peraltro, la quota ricalcolata per l’Italia sia pressoché identica al dato medio UE calcolato con metodologia standardizzata. Il dato 54,4% è leggermente diverso da quello riportato nei confronti internazionali nella figura 1.31 per effetto della diversa considerazione di alcune voci. I nuovi obiettivi stabiliti dal Pacchetto fissano, comunque, quote minime di avvio effettivo al riciclo del 55%, 60% e 65% del volume totale di rifiuti in ciascuno stato membro, rispettivamente entro il 2025, il 2030 e il 2035.

Il 2020, anno di riferimento – laddove non diversamente indicato – dei dati di sintesi di seguito presentati, è anche il primo degli anni della serie storica Eurostat che non include più il Regno Unito tra i paesi rilevati nelle statistiche sulle grandezze fisiche ed economiche dell'UE: riportate *pro forma* nella versione precedente della presente *Relazione Annuale*, le statistiche relative al Regno Unito, la cui inclusione, per confronto, potrebbe dare luogo a disallineamenti riferibili a criteri di rilevazione non più omogenei, non sono, quindi, più presenti nel presente Capitolo.

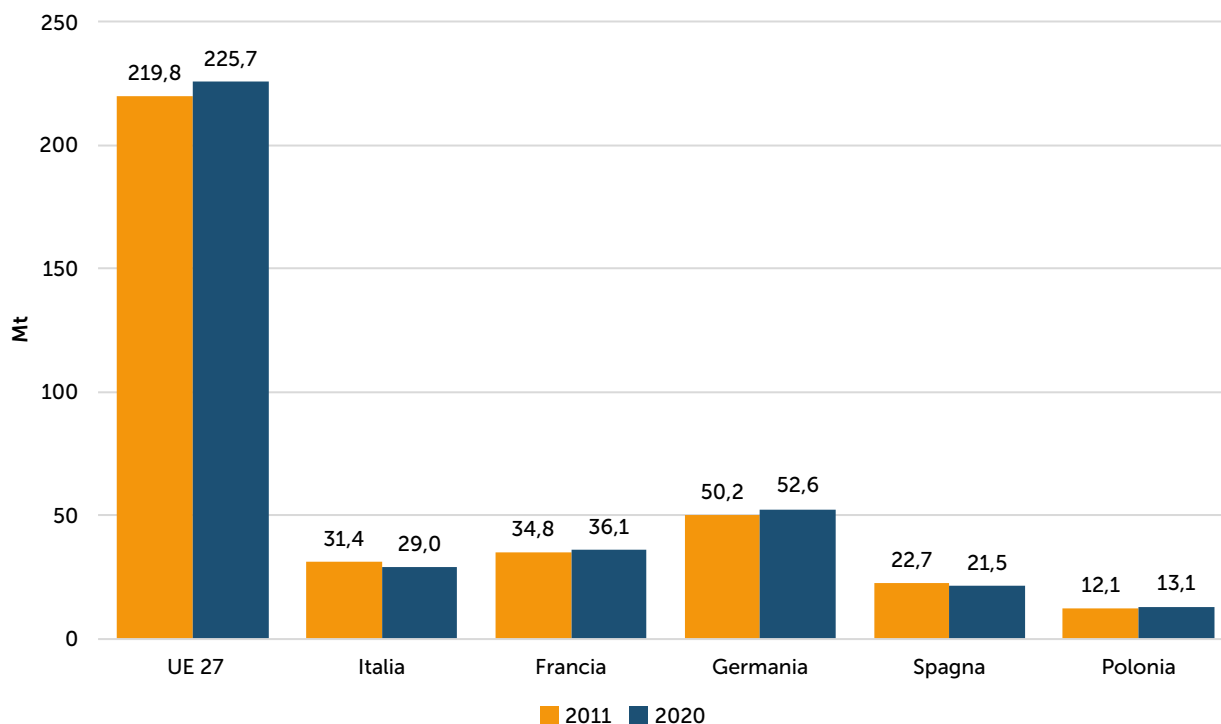
Di contro, si è ritenuto utile, anche per aumentare la significatività dei confronti attraverso l'allargamento dello spettro delle economie confrontabili, inserire le informazioni relative alla Polonia, paese di notevole interesse per dimensioni dell'economia e della popolazione nonché per lo studio dell'impatto di politiche nazionali diversificate sulla complessiva dinamica di avvicinamento all'economia circolare del modello di gestione dei rifiuti urbani in Europa.

Produzione dei rifiuti nell'Unione europea

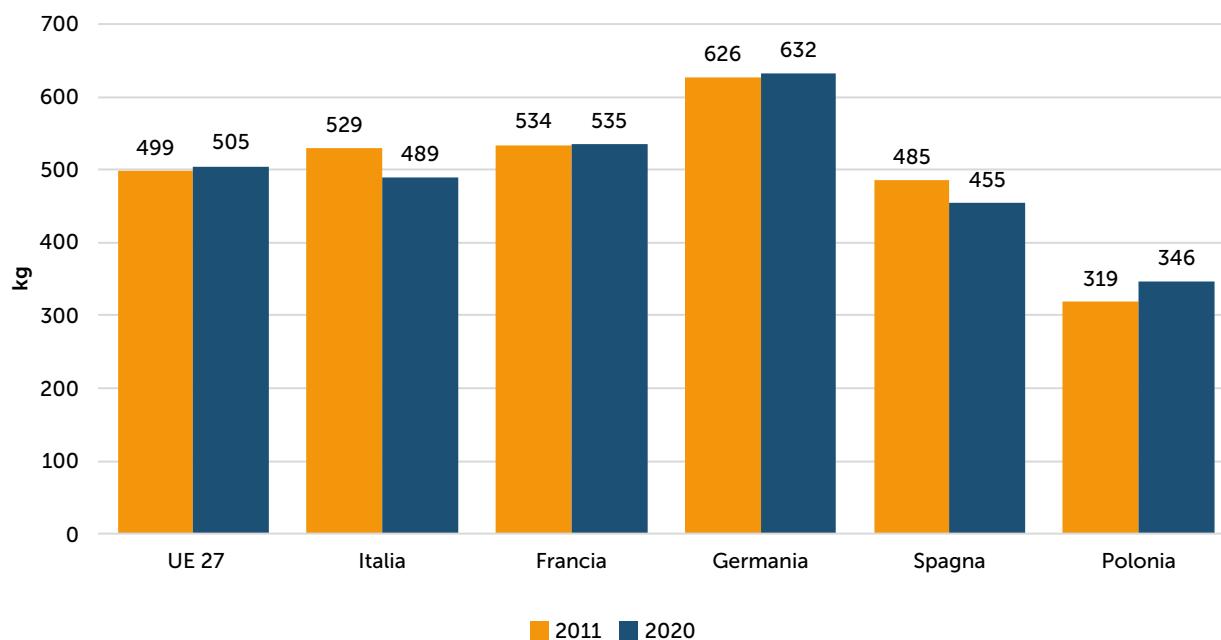
Oltre ai cambiamenti strutturali nella normativa e agli accennati cambiamenti nella metodologia di rilevazione, a segnare il 2020 come anno particolare per le dinamiche quantitative riferite ai rifiuti urbani è l'emergenza sanitaria collegata alla pandemia. Se, da un lato, sarebbe stato ragionevole attendersi una riduzione delle quantità prodotte per effetto della contrazione dell'economia (aspettativa confermata a livello nazionale in Italia), dall'altro lato restrizioni e confinamenti, che si sono susseguiti in tutta Europa almeno nella prima parte dell'anno, sembrerebbero avere compensato l'andamento generalmente negativo della domanda di beni sulla generazione di rifiuti. In effetti, le rilevazioni confermano la tendenza alla stabilità – se non addirittura all'aumento – della produzione di rifiuti urbani totali e *pro capite*, un'evidenza di cui solo le osservazioni future potranno stabilire la natura congiunturale o strutturale.

Nel 2020 l'aggregato UE 27 ha prodotto 225,7 milioni di tonnellate di rifiuti urbani e assimilati (Fig. 1.28), con un leggero incremento rispetto all'anno precedente (+1%), che corrispondono a 505 kg in media per abitante (+0,6% rispetto al 2019). La produzione italiana, ridotta in modo non trascurabile rispetto all'anno precedente a conferma di una tendenza pluriennale, si attesta a 28,9 milioni di tonnellate equivalenti a 489 kg/abitante, in calo rispetto al 2019 del 3,6% e del 3%, rispettivamente, in termini assoluti e *pro capite*.

La tendenza alla stabilità nel tempo della produzione assoluta, a livello comunitario, è confermata dal dato relativo alla generazione *pro capite* di rifiuti (Fig. 1.29); la riduzione tendenziale registrata in alcuni stati membri (tra questi, Italia e Spagna presenti nel *panel* dei paesi notevoli considerati nei grafici di questa sezione) è più che compensata dalla crescita in alcune grandi economie (Francia e Germania) e in parte dell'area centro-orientale dell'Unione.

FIG. 1.28 Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

FIG. 1.29 Generazione di rifiuti urbani pro capite in Unione europea e in alcuni paesi

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

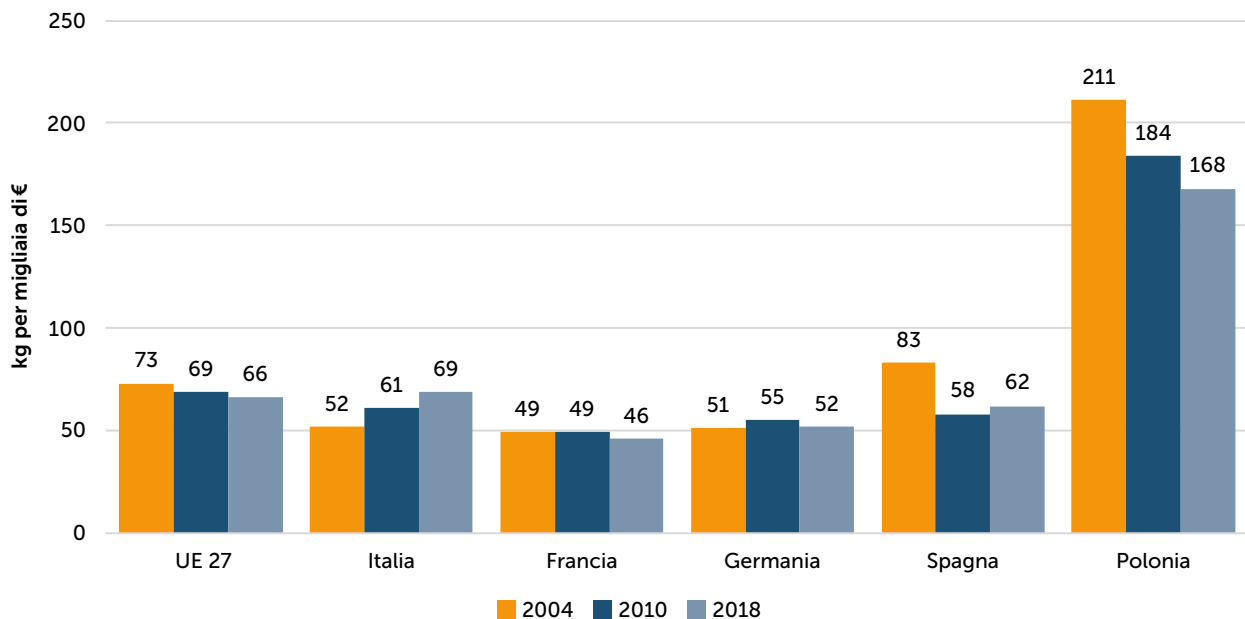
Il fenomeno è fonte di preoccupazione per le istituzioni comunitarie: in un invito a presentare contributi a una consultazione preliminare al lancio di nuove proposte legislative in linea col Piano d'azione per l'economia circolare, agli inizi del 2022 la Direzione generale per l'ambiente (DG ENV) della Commissione europea rimarca l'apparente assenza di risultati nel perseguimento dell'obiettivo pilastro della strategia comunitaria sui rifiuti urbani, che riguarda, per l'appunto, la prevenzione e la riduzione nella stessa generazione di rifiuti.

Come sinteticamente esposto nelle figure 1.28 e 1.29, la dinamica nel tempo della grandezza "generazione dei rifiuti" ha aspetti di ambiguità, con evoluzioni che si propongono con intensità e direzioni diverse nei diversi paesi, ma anche di conferma di una generale tendenza alla stabilizzazione e, in prospettiva, di convergenza su un sentiero virtuoso. Un giudizio di "insufficienza delle politiche" fin qui adottate apparirebbe prematuro, alla luce delle evidenze e della complessità di una costruzione che necessariamente comporta riforme della struttura della produzione manifatturiera molto più ampie rispetto agli interventi nel comparto dei rifiuti.

Senza entrare nel merito della cosiddetta "operazionalizzazione" del concetto di "riduzione dei rifiuti", vale a dire del processo di individuazione degli indicatori osservabili empiricamente che ne consentono la misurazione, che la normativa comunitaria sembra demandare a interventi specifici (quali per esempio il divieto di imballaggi non riutilizzabili né riciclabili e l'allungamento del ciclo di vita dei prodotti), appare di qualche interesse rivolgere l'attenzione su nozioni di riduzione nella generazione di rifiuti urbani in rapporto a grandezze rilevanti. Infatti, oltre alle statistiche sulla circolarità dell'economia, più puntuali e interessanti dal punto di vista della coerenza del sistema rifiuti ai principi di sostenibilità e di cui si darà qualche dettaglio nel paragrafo successivo, Eurostat calcola l'interessante relazione tra produzione di rifiuti e prodotto interno lordo.

Scontate le usuali avvertenze sulle disomogeneità nei diversi paesi, nonché sulla differenza dell'aggregato considerato rispetto al focus della presente relazione²⁸, l'UE appare senza dubbio su un sentiero di non marcata ma costante riduzione del rapporto tra rifiuti generati e unità di prodotto interno, rapporto che è diminuito del 10% tra il 2004 e il 2018 e di oltre il 4% tra il 2010 e il 2018 (Fig. 1.30). Al di là della velocità della riduzione del rapporto, interessa qui rilevare come l'evidenza confermi la tendenza al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti e produzione di ricchezza, rilevata negli ultimi anni dalla letteratura economica anche per l'aggregato dei rifiuti urbani.

28 Per calcolare l'intensità di rifiuti nell'economia, Eurostat utilizza, a scopo di confrontabilità, l'aggregato "tutti i rifiuti esclusi i rifiuti minerali", che è ovviamente più largo dell'aggregato rifiuti urbani.

FIG. 1.30 Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi

Fonte: Eurostat.

Trattamento dei rifiuti in Unione europea: sul sentiero della circolarità?

L'esame del grado di raggiungimento degli obiettivi specifici di sostenibilità del sistema rifiuti urbani in Europa mostra, analogamente a quanto evidenziato in tema di dinamiche di breve e lungo periodo nella produzione complessiva e *pro capite* di rifiuti, una conferma della tendenza a una sempre maggiore aderenza del settore al dettato e agli intendimenti della normativa comunitaria che appare, tuttavia, "in ombra" rispetto a una dinamica del processo che si voleva più rapida.

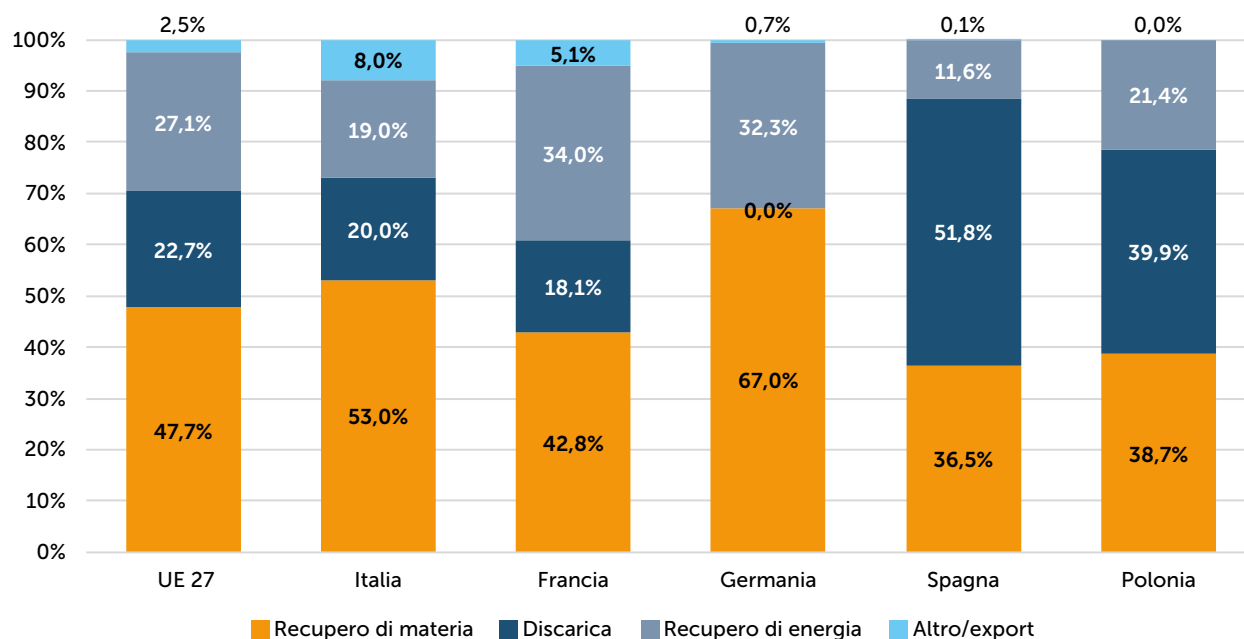
Nelle stesse considerazioni della Commissione europea, richiamate nel paragrafo precedente, in merito a una pretesa refrattarietà dell'economia alle spinte politiche e legislative in direzione della circolarità, si evidenziano, infatti, dati incoraggianti per quanto ottenuto nel periodo che potremmo dire delle "grandi riforme" avviate dalla direttiva quadro sui rifiuti, un lasso temporale ventennale che inizia alla fine degli anni '90, e risultati invece deludenti nel breve termine. Sul piano del recupero dei materiali, per esempio, i 151 kg di rifiuti urbani *pro capite* avviati a riciclo, che sono superiori di ben 97 kg *pro capite* rispetto al dato del 1995 (+180%), e la crescita ancora più marcata dei rifiuti urbani compostati (90 kg *pro capite*, pari a tre volte il dato del 1995) appaiono come una dimostrazione del successo delle politiche di abbandono delle discariche, il cui utilizzo, in termini di materiali conferiti, è sceso del 58% rispetto al 1995, e come un sostegno al recupero.

Tuttavia, la Commissione sottolinea, a sostegno del giudizio di opportunità rispetto a nuovi e più risoluti interventi regolamentati e legislativi, il rallentamento subito dal processo negli ultimi anni: i 68 milioni di tonnellate di rifiuti riciclati nel 2020 rappresentano un arretramento rispetto ai 67 milioni del 2019, così come la riduzione dei rifiuti in discarica (52 milioni di tonnellate, "solo" -4% rispetto all'anno precedente) non sarebbe all'altezza delle aspettative per l'obiettivo di medio termine "zero discarica". Il dato che più richiama l'attenzione del legislatore comunitario è quello relativo ai rifiuti urbani complessivamente recuperati, che include quindi riciclo (151 kg

pro capite) e compostaggio (90 kg *pro capite*): i 241 kg *pro capite* recuperati nell'UE 27 nel 2020 rappresentano complessivamente circa il 48% dei rifiuti urbani *pro capite* prodotti, una percentuale inferiore all'obiettivo programmatico del 50% di rifiuti urbani avviati a recupero di materia stabilito dalla precedente normativa (la direttiva quadro rivista nel 2018).

La figura 1.31 descrive la distribuzione percentuale delle diverse alternative di trattamento e smaltimento disponibili nell'UE 27 nel 2020, con l'aggregato "recupero materia" che deriva dalla somma delle quote di materiali riciclati e compostati. Oltre all'evidente, benché minima, distanza della media UE dal citato obiettivo del 50% di recupero entro il 2020, si evincono le disomogeneità ancora esistenti tra stati membri, la virtuosità di alcuni paesi rispetto agli obiettivi di riduzione dello smaltimento in discarica a favore del recupero e, in linea con le preoccupazioni della Commissione, la distanza ancora notevole di alcuni paesi dagli obiettivi tendenziali di massimizzazione del recupero al fine di ridurre lo smaltimento in discarica, nonché una certa "resistenza" del dato medio europeo sul conferimento in discarica.

FIG. 1.31 Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2020



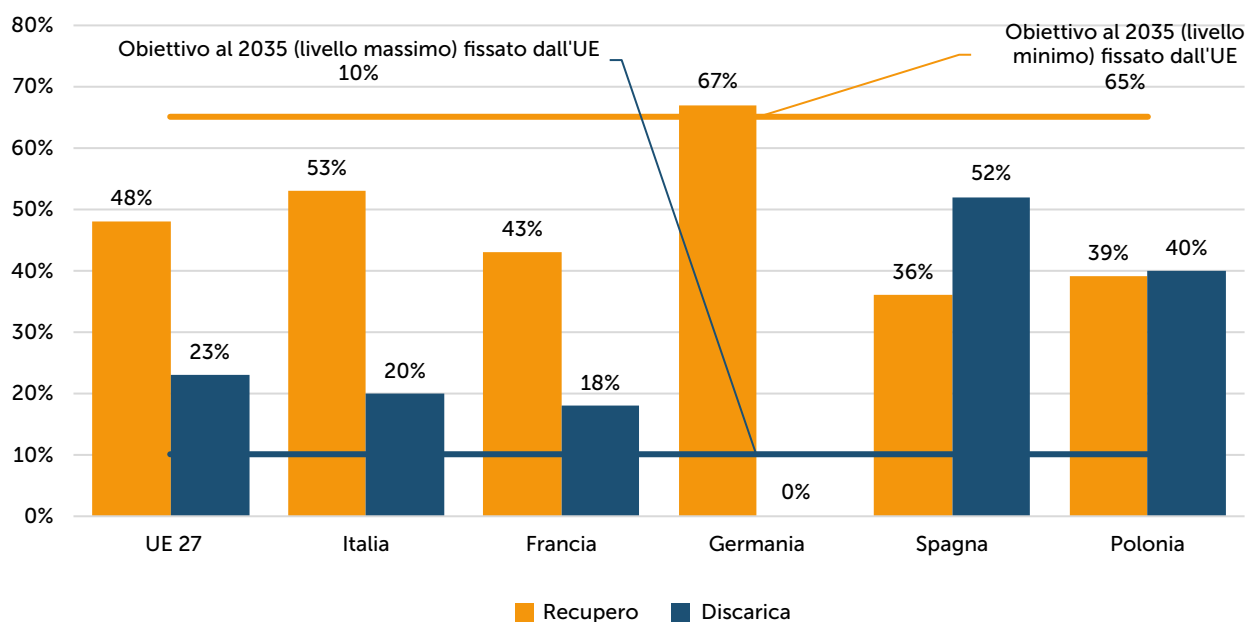
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Le differenze tra paesi e la distanza, media e individuale, dagli obiettivi centrali dell'economia circolare è meglio apprezzabile nella figura seguente, che mette a confronto i dati relativi notevoli (percentuali arrotondate di rifiuti urbani e discaricati) in termini di convergenza verso una gestione sostenibile del ciclo dei rifiuti urbani da parte dell'aggregato UE 27 e degli stati membri del *panel* esaminato.

Non vi è dubbio che sia richiesto uno sforzo notevole per rendere realistici e raggiungibili gli obiettivi del Pacchetto economia circolare al 2035, che richiedono una percentuale del 65% in peso dei rifiuti urbani effettivamente avviati al recupero di materia tramite riciclo e compostaggio e una percentuale massima del 10% di rifiuti conferiti in discarica, e questo nonostante l'evidente contributo positivo all'economia circolare di economie, come quella tedesca, che addirittura già oggi sono in linea con gli obiettivi del 2035.

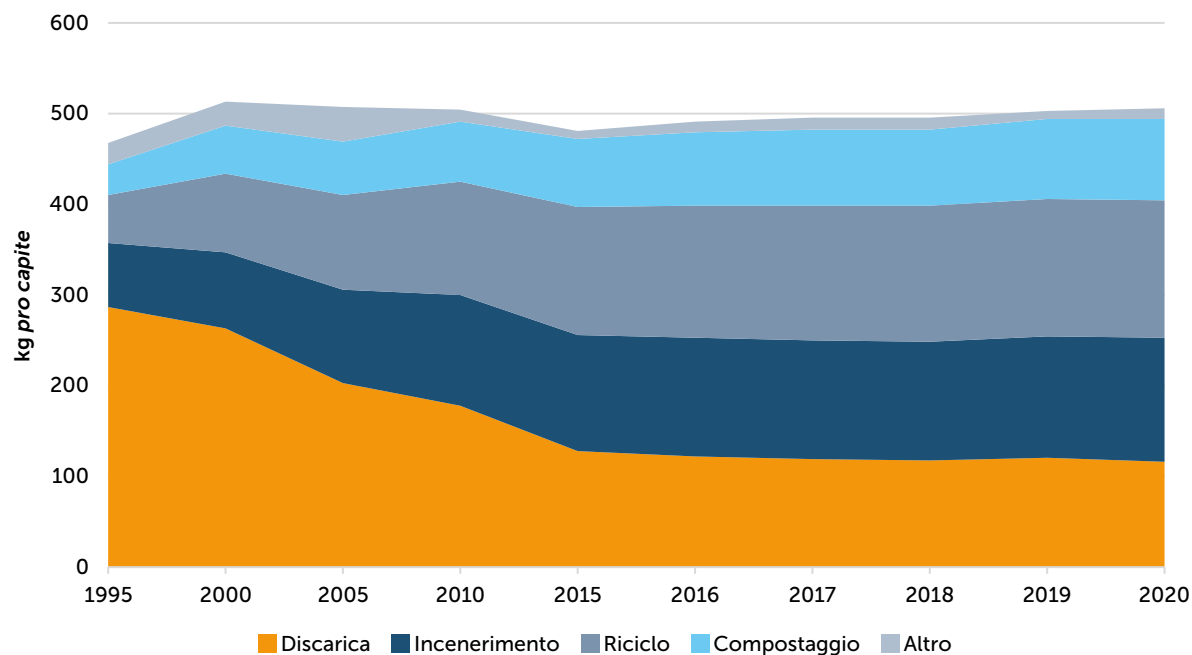
In particolare, perseguire l'obiettivo di ridurre di più della metà (dal 23% al 10%) la quota di rifiuti urbani che nella media dell'Unione europea è stata conferita in discarica nel 2020 comporterà drastiche riforme nei paesi che avviano a discarica, ancora oggi, quote non lontane dalla metà dei rifiuti urbani prodotti, come nel caso di Spagna e Polonia (Fig. 1.32).

FIG. 1.32 Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2020 a confronto con gli obiettivi UE al 2035



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

Le preoccupazioni della Commissione sull'apparente fase di stallo del processo di aderenza all'economia circolare del settore rifiuti trovano provvisoria conferma nella rappresentazione della dinamica temporale dello sviluppo e del peso relativo delle diverse tecnologie di trattamento. La figura 1.33 dà evidenza grafica dell'apparente rallentamento, dopo un periodo ventennale di profonda ristrutturazione, nella dinamica dei cambiamenti relativi nel portafoglio europeo di tecnologie e soluzioni per il trattamento dei rifiuti urbani. Dal 2015, in effetti, il peso relativo del recupero energetico (anch'esso, peraltro, relegato come residuale nella gerarchia comunitaria dei rifiuti) e del recupero di materiali tramite riciclo appare stabile; la riduzione della percentuale del conferimento in discarica, comunque non particolarmente accentuata, sembra andare a vantaggio della sola crescita della quota relativa al compostaggio, in coerenza con lo sviluppo recente di decise politiche di raccolta differenziata della parte biodegradabile dei rifiuti urbani in molti paesi europei, che vi saranno in ogni caso obbligati per effetto delle novità normative introdotte dal Pacchetto economia circolare, a favore di un sempre più accentuato recupero della frazione organica.

FIG. 1.33 Rifiuti urbani destinati a riciclo, discarica, incenerimento, compostaggio e altro

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Laddove negli anni a venire dovesse risultare confermata la relativa stabilizzazione nella composizione del mix di tecnologie per il trattamento dei rifiuti urbani, non si dovrebbe necessariamente dedurre che l'evoluzione della chiusura del ciclo in senso circolare ha raggiunto un limite strutturale: cambiare natura e composizione del mix comporta, infatti, un adeguamento profondo dell'industria, cui è richiesto di aumentare l'intensità di capitale tramite investimenti in impiantistica per adattare la gestione alle nuove richieste di sostenibilità ambientale. Il processo richiede tempo e appare avviato: con la prudenza che questo dato richiede, vale evidenziare come gli investimenti fissi lordi nel settore dei rifiuti urbani nell'Unione europea siano passati dai 15 miliardi di euro nel 2015 (dato peraltro non lontano dall'analogo del 2010) ai circa 20 miliardi del 2019, di cui il 30% impiegati in impiantistica di trattamento²⁹.

Qualunque sia la direzione che la Commissione vorrà imprimere all'impulso verso un'accelerazione del processo di ricomposizione del mix di soluzioni di trattamento in Europa e in attesa degli sviluppi tecnologici e organizzativi del settore innescati dagli investimenti realizzati negli ultimi anni, appare chiaro come l'auspicato cambiamento strutturale nel senso dell'economia circolare dipenda, per un'parte non trascurabile, da fattori esterni all'industria dei rifiuti urbani. Ne è cosciente la Commissione europea che, nel proporre il *Green Deal* – un capitolo del quale è dedicato, lo ricordiamo, al contributo atteso dall'evoluzione della gestione dei rifiuti all'economia circolare –, ha posto l'accento sulle necessarie modifiche ai rapporti tra offerta e domanda di materiali provenienti dal riciclo (materie prime seconde) segnando idealmente un passaggio, per ora appena accennato, in verità, da un approccio "comando e controllo" a una visione più orientata ai principi di mercato. Le recenti gravi

²⁹ Uno studio realizzato nel 2019 per la Commissione europea valutava preliminarmente in circa 17 miliardi di euro gli investimenti richiesti nel periodo 2020-2030 per allineare l'industria agli obiettivi del Pacchetto economia circolare. Si tratta di una valutazione probabilmente sottostimata laddove, per esempio, considera solo in parte il rimpiazzo dell'impiantistica esistente, nonché in confronto con gli esercizi nazionali di stima che, per esempio, nella sola Italia suggeriscono una previsione di 10 miliardi sullo stesso periodo considerato dallo studio. Appare utile, tuttavia, segnalare in questa sede lo studio in questione, che costituisce l'unica fonte ad avere proposto una stima dei costi (di capitale) di adeguamento dell'industria europea dei rifiuti urbani al sentiero disegnato dall'economia circolare: *Study on investment needs in the waste sector and on the financing of municipal waste management in Member States*, COWI-EUNOMIA, giugno 2019.

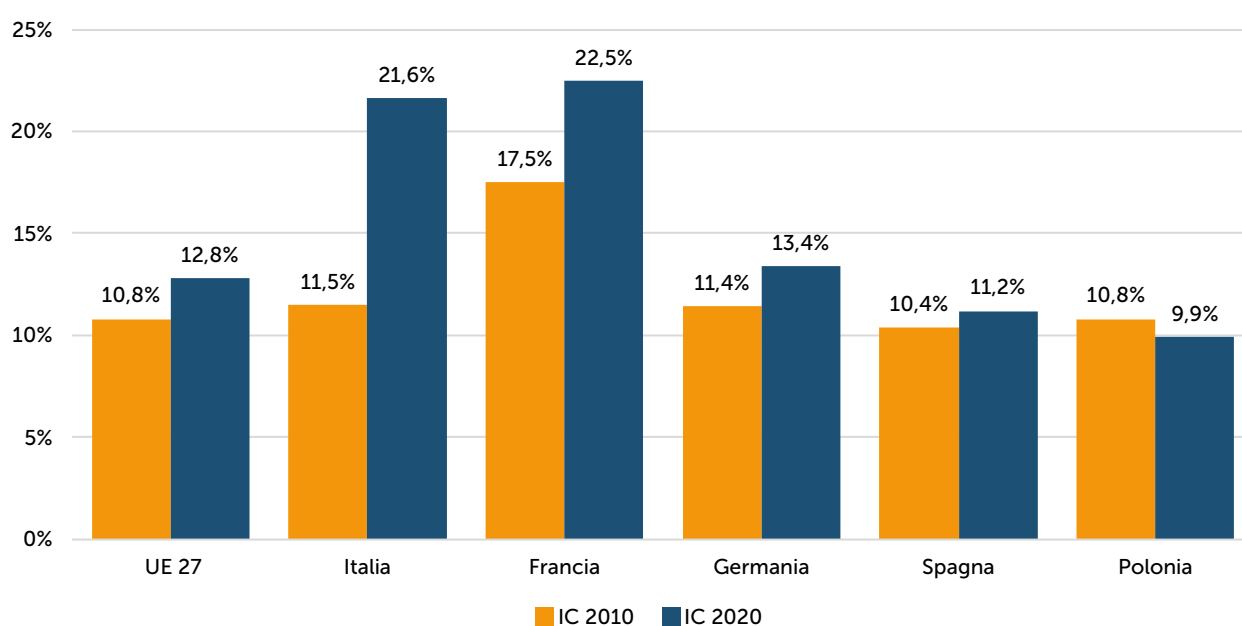
crisi di eccesso di offerta di materiali riciclabili, in parte dovute alla modifica delle politiche di export-import verso paesi terzi, hanno concorso a promuovere la nuova visione orientata a rafforzare e/o a creare una domanda di materiali derivanti dal riciclo coerente con le previsioni di sostanziale incremento del riciclo stesso, peraltro ormai assistito da obblighi puntuali di raccolta differenziata.

Non secondario per gli sviluppi del mix di trattamento dei rifiuti urbani appare, peraltro, l'autonomo sviluppo del mercato globale delle materie prime: in una fase come quella corrente, che vede incrementi anche drammatici nei prezzi delle materie prime, è logico attendersi segnali incoraggianti per gli investitori interessati a impianti e processi di recupero.

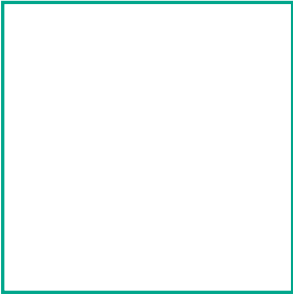
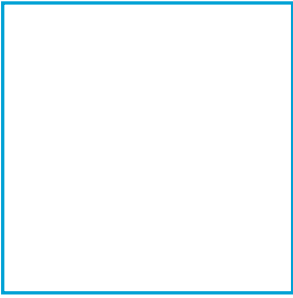
Si tratta, in ogni caso, di garantire, costituendone perlomeno i presupposti, una coerenza di sistema in termini di equilibrio tra domanda e offerta di materie e beni derivati dal recupero di materia da rifiuti urbani in grado di accrescere il livello di circolarità dell'economia, intesa come attitudine dell'economia stessa a reimmettere materia nel ciclo produttivo in modo efficace ed efficiente, così da rendere minimo il ricorso a nuove acquisizioni di materie prime.

Tale attitudine è oggetto di crescenti studi e attenzione, nonché di sforzi definitivi e statistiche. La figura 1.34, che conclude questa sezione, riporta la schematica evoluzione nel tempo, per l'Unione europea a 27 e per i paesi considerati nella *panel* qui esaminata, di un indice di circolarità calcolato da Eurostat come quota di materiali riciclati e reimmessi nell'economia a riduzione dell'uso di materia prima vergine. Ne risulta una dinamica che descrive progressi discreti in Europa e notevoli in alcune economie, tra le quali quella italiana, nella direzione degli sforzi programmati dal legislatore comunitario per accelerare il cammino verso l'economia circolare.

FIG. 1.34 Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi

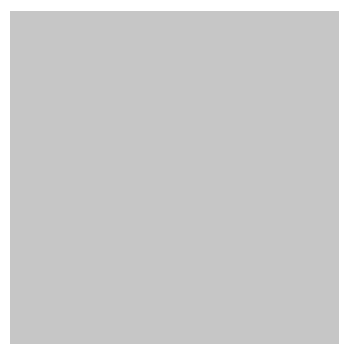


Fonte: Eurostat.



CAPITOLO

2



**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
ELETTRICO**

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2021

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2021 messo a confronto con quello dell'anno precedente; i dati, tutti di fonte Terna, sono provvisori per il 2021. Nell'anno appena trascorso la richiesta di energia elettrica è risultata in aumento (+5,5%) rispetto all'anno precedente quando si era verificata la straordinaria situazione pandemica che aveva rallentato i consumi. L'aumento si è registrato in tutti i settori di consumo, compreso il domestico dove, tuttavia, l'aumento è stato molto più contenuto rispetto agli altri settori (1,5% contro aumenti superiori al 6% negli altri settori).

La richiesta nazionale di energia elettrica è tornata in linea con i livelli pre-Covid del 2019 (-0,6% rispetto al 2019) ed è stata soddisfatta per l'86,5% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), che è aumentata del 2,2%, mentre per il restante 13,5% dal saldo con l'estero. L'energia esportata si è dimezzata e quella importata è aumentata del 17%, facendo registrare un saldo di energia import-export pari a 42.793 GWh, in aumento del 32,9% rispetto a quello del 2020.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2020 e nel 2021 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2020	2021 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	280.531	286.905	2,3%
Servizi ausiliari	8.883	9.231	3,9%
Produzione netta	271.648	277.674	2,2%
Ricevuta da fornitori esteri	39.790	46.564	17,0%
Ceduta a clienti esteri	7.590	3.771	-50,3%
Destinata ai pompaggi	2.668	2.827	6,0%
Disponibilità per il consumo	301.180	317.640	5,5%
Perdite di rete	17.366	17.051	-1,8%
Consumi al netto delle perdite	283.814	300.589	5,9%
Agricoltura	6.311	6.718	6,5%
Industria	125.417	134.386	7,2%
Servizi	85.875	92.280	7,5%
Domestico	66.212	67.205	1,5%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta il bilancio degli operatori per fornire in forma sintetica una visione d'insieme del settore e del contributo dei vari gruppi industriali. 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. Ai fini della redazione del bilancio, i dati inviati nell'Indagine annuale sui settori regolati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati considerati riuniti in gruppi societari e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele gradualità e salvaguardia)¹. L'appartenenza a un

¹ I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono immediatamente confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi.

gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé².

TAV. 2.2 Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2021 (in TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-16 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	5	7	13	12	53	441	13.617	14.149
Produzione nazionale lorda	50,1	70,7	23,4	15,9	7,5	0,8	6,8	96,7	271,8
Produzione nazionale netta	48,0	68,7	22,7	15,6	7,3	0,8	6,5	93,1	262,8
Energia destinata ai pompaggi	2,7	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	2,8
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	46,6
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	3,8
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,1
Autoconsumi ^(B)	0,0	2,0	0,9	0,2	0,1	0,1	1,7	16,2	21,3
Vendite finali	87,1	63,6	44,6	29,7	9,1	12,5	6,0	-	252,6
Mercato libero	58,8	59,4	42,0	29,4	9,0	12,5	5,5	-	216,5
Domestico	15,9	9,4	3,8	2,5	1,5	2,5	1,3	-	36,9
Non domestico	42,8	50,0	38,2	26,9	7,5	10,0	4,2	-	179,6
- Bassa tensione	17,0	11,3	7,8	10,8	3,2	5,0	2,8	-	58,0
- Media tensione	20,2	29,1	20,3	15,5	3,2	4,5	1,3	-	94,0
- Alta e altissima tensione	5,7	9,5	10,0	0,7	1,1	0,5	0,1	-	27,6
Maggior tutela	24,5	1,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,4	-	28,3
Domestico	20,8	0,8	1,6	0,3	0,0	0,0	0,3	-	23,9
Non domestico	3,7	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	-	4,4
Tutele graduali	1,8	2,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	-	4,6
Salvaguardia	2,0	1,3	-	-	-	-	-	-	3,3
- Bassa tensione	0,8	0,5	-	-	-	-	-	-	1,3
- Media tensione	1,1	0,7	-	-	-	-	-	-	1,9
- Alta e altissima tensione	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	0,2

(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.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano quasi il 95% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 91% dei consumi pubblicati da Terna.

² 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 (compreso il telecalore e i rifiuti) oltre che già registrati presso il sistema GAUDI 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.

Come di consueto, 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, infatti, il 15% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE ed è quella con la quota maggiore di cessione al GSE insieme alla classe che riunisce i gruppi con vendite tra 100 e 500 GWh, per la quale la quota di energia ceduta al GSE è pari a 6,7%. La medesima quota, calcolata per tutte le altre classi, assume valori decisamente più contenuti.

Circa un quarto dell'energia prodotta da gruppi con vendite fino a 100 GWh è destinato agli autoconsumi; quote di autoconsumi particolarmente elevate, come detto, si registrano anche per le classi "Senza vendite" e con vendite tra 100 e 500 GWh, con un valore pari rispettivamente al 17,4% e al 10,8%.

Con una produzione netta di 48 TWh, il gruppo Enel controlla circa il 17% della produzione nazionale complessiva (dato provvisorio di Terna) e il 34,5% delle vendite totali, incluse quelle relative al servizio di maggior tutela e al servizio di tutele gradualmente. La seconda classe con le vendite più elevate (10-16 TWh) include per il 2021 gli stessi cinque gruppi societari dello scorso anno (A2A, Edison, Axpo Group, Eni e Hera), anche se con un ordine diverso in considerazione delle maggiori o minori vendite effettuate sul mercato finale. Questi cinque gruppi detengono il 24,7% della produzione netta e le loro vendite finali coprono il 25,2% di quelle totali rilevate nell'indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono il 42% della generazione netta e vendono il 59,7% di tutta l'energia ceduta a clienti finali; mentre sulla generazione si registra un lieve aumento rispetto all'anno precedente, sulle vendite finali si nota una leggera contrazione.

I dati raccolti, inoltre, confermano quanto già evidenziato negli anni passati: al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, passando dal 2,7% dei maggiori *competitors* del gruppo Enel e arrivando a quasi l'82% dei venditori più piccoli.

In Italia poco più del 39% della generazione netta rilevata nell'ambito dell'indagine annuale è prodotta da fonti rinnovabili; in particolare, è la classe con vendite tra 100 e 500 GWh che possiede la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (66,7%), seguita dalla classe con vendite comprese fino a 100 GWh che produce il 54,2% dell'energia elettrica con fonti rinnovabili. Seguono il gruppo degli operatori con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh e il gruppo Enel con quote rispettivamente pari a 54,0% e 50,3%. La quota meno significativa di produzione da fonte rinnovabile, pari al 19,2%, si registra in corrispondenza della classe con vendite tra 10 e 16 TWh, anche se va evidenziato come all'interno di tale classe le percentuali di ciascun gruppo siano piuttosto variabili, passando da un massimo del 68,9% a un minimo del 2,2%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 24% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale al 42,2% nel caso del gruppo Enel che, come noto, ha tra le proprie imprese di vendita anche Servizio Elettrico Nazionale (SEN), la società che nel gruppo è deputata a vendere energia elettrica nel servizio di maggior tutela e che, sul totale nazionale, ha la quota preponderante di clienti che non sono ancora passati al mercato libero. Tale quota, comunque, è in diminuzione rispetto all'anno precedente

(44,2%). Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel, che hanno vendite tra 10 e 16 TWh (classe nell'ambito della quale gli unici gruppi che operano nel servizio di maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A), la quota di vendite al settore domestico è pari al 16%, rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente. È corretto sottolineare, tuttavia, che tra i principali operatori Eni destina ben il 42,8% delle proprie vendite finali proprio ai clienti domestici.

Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante di vendite al settore domestico, pari al 26,9%, si osserva come di consueto tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh, dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi venditori, spesso anche nuovi, del mercato libero. Peraltro, come già evidenziato negli anni passati, è in questa stessa classe che si registra anche la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69,2%), seguita da quella del gruppo Enel che si attesta al 46,3%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono rilevanti per le classi con vendite tra 5 e 10 TWh (25,6%) e tra 10 e 16 TWh (17,9%), dove incidono, rispettivamente per il 25,6% e per il 17,9% delle vendite complessive. Nella classe con vendite tra 10 e 16 TWh, in particolare, Axpo Group destina ai clienti industriali il 31,6% delle vendite finali, Edison il 29,2%, Eni il 14,1%, A2A il 7,9% e Hera appena il 2,7%. Le vendite a questa tipologia di clienti sono inferiori al 10% per le tre classi di gruppi, con vendite più contenute, eccezion fatta per la classe con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh, dove la quota arriva al 14,1%.

È in quest'ultimo gruppo, oltre che nel gruppo Enel e in quello con vendite fino a 100 GWh, che si registrano le quote meno significative di vendite ai clienti finali in media tensione; le stesse sono rispettivamente pari a 42,7%, 42,3% e 28,9%. Tutte le altre classi registrano, invece, quote superiori al 50% ai clienti allacciati in media tensione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2021 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 286,9 TWh, rispetto ai 280,5 TWh del 2020. La ripresa, dopo lo straordinario evento pandemico verificatosi nel 2020, ha fatto registrare un aumento della generazione elettrica pari al 2,3% rispetto all'anno precedente.

La crescita si è avuta, in particolare, nella produzione termoelettrica che è passata da 161.673 a 170.077 GWh (5,2%), grazie soprattutto alla maggiore produzione da gas naturale, che ha prodotto 8,4 TWh in più rispetto al 2020, e a quella da combustibili solidi, che ha generato 1,2 TWh in più rispetto all'anno precedente. Quasi 1 TWh in più è stato ottenuto anche dalla termoelettrica alimentata da prodotti petroliferi, che ha registrato un incremento del 28,9% tornando sui valori di cinque anni prima. Un calo del 18,4% si è avuto, invece, nella termoelettrica da altre fonti.

La produzione da fonti rinnovabili è risultata, invece, in diminuzione (-1,9%); la produzione da bioenergie, idroelettrico e geotermico è diminuita rispettivamente del 6,9%, del 5,9% e del 2,1%, mentre è aumentata considerevolmente la produzione da eolico (10,8%). È rimasta pressoché invariata la produzione fotovoltaica con un aumento dello 0,4%.

La ripartizione tra fonte termoelettrica tradizionale e fonte rinnovabile vede un peso del 59,3% per la produzione termoelettrica e del 40% per quella rinnovabile; pertanto, il contributo della produzione termoelettrica all'intera produzione nazionale è aumentato, rispetto al 2020, dell'1,6%.

TAV. 2.3 *Produzione lorda per fonte 2017-2021 (in GWh)*

FORNITORE	2017	2018	2019	2020	2021 ^(A)
Produzione termoelettrica	190.106	173.578	176.171	161.673	170.077
Solidi	32.627	28.470	18.839	13.380	14.595
Gas naturale	140.349	128.538	141.687	133.683	142.062
Prodotti petroliferi	4.083	3.289	3.453	3.175	4.092
Altri	13.047	13.281	12.192	11.436	9.328
Idroelettrico da pompaggi	1.826	1.716	1.835	1.944	2.091
Produzione da fonti rinnovabili	103.898	114.415	115.847	116.915	114.737
Idroelettrico	36.199	48.786	46.319	47.552	44.740
Eolico	17.742	17.716	20.202	18.762	20.789
Fotovoltaico	24.378	22.654	23.689	24.942	25.039
Geotermico	6.201	6.105	6.075	6.026	5.897
Biomassa e rifiuti	19.378	19.153	19.563	19.634	18.272
PRODUZIONE TOTALE	295.830	289.709	293.853	280.532	286.905

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Come di consueto, è opportuno precisare che i dati riportati nelle figure e nelle tavole a seguire, in questo paragrafo, sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui risultati sono da intendersi come provvisori. Alcune differenze che emergono nei 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 nella rilevazione non sono inclusi i dati degli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente³.

All'Indagine annuale relativa all'anno 2021, hanno risposto, ma senza fornire alcun dato, poco più di 800 produttori su un totale di 15.446 partecipanti alla rilevazione. Si tratta di soggetti di minore dimensione (cioè con impianti di potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non avevano diritto all'esonero, tra i quali circa il 75% è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio per l'operatività in questi settori

³ Come ha stabilito il Testo Integrato Anagrafiche Operatori (TIAO – Allegato A alla delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com), si tratta dei produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW, che sono registrati presso Terna sul sistema GAUDI e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, gas, idrico e teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

non possono beneficiare dell'esonero. Tutti gli altri soggetti che hanno partecipato alla rilevazione e che hanno trasmesso dati di dettaglio circa la potenza e la generazione dei propri impianti hanno prodotto quasi il 95% della generazione elettrica lorda pubblicata da Terna.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2021 suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente. In termini di potenza installata, come già rilevato anche lo scorso anno, la quota maggiore è quella relativa agli impianti termoelettrici (53,1%), con gli idroelettrici al 21,7% e gli impianti rinnovabili al 25,2%. La maggior parte degli impianti esistenti (43,3%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. La maggior parte della potenza da generazione idroelettrica (70,4%) risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre la maggior parte degli impianti da fonte rinnovabile (60,9%) è entrata in esercizio nel decennio 2011-2020.

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

ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Fino al 1990	15,9	0,0	5,9	21,8
Dal 1991 al 2000	1,7	0,6	7,5	9,8
Dal 2001 al 2010	2,6	7,7	34,0	44,3
Dal 2011 al 2020	2,3	15,8	5,5	23,6
Dal 2021	0,1	1,8	0,9	2,8
TOTALE POTENZA NETTA	22,6	25,9	53,8	102,3
POTENZA LORDA	22,8	26,4	55,7	104,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: circa la metà della potenza lorda (51.321 MW) è in capo ad appena il 3% (pari a 399 soggetti) dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta di produttori di tipo misto che hanno generato energia elettrica sia attraverso il termoelettrico convenzionale, sia attraverso fonti rinnovabili. Nonostante il numero dei produttori di tipo "misto" e la relativa potenza disponibile siano rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2020, il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è notevolmente aumentato rispetto all'anno precedente, passando dal 37% al 44%. Questa quota di generazione nazionale è garantita per il 46,4% da 185 operatori per i quali la potenza degli impianti rinnovabili incide fino al 30% della potenza di cui dispongono (il resto dei loro impianti è alimentato da fonti tradizionali), e per il 30,3% da altri 121 operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda di cui dispongono. Nel 2020, come detto, la quota di generazione nazionale fornita dagli operatori misti, pari al 37% della generazione nazionale, è stata fornita da 173 operatori con potenza rinnovabile fino al 30% e 104 operatori con potenza rinnovabile tra il 30% e il 60%.

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte

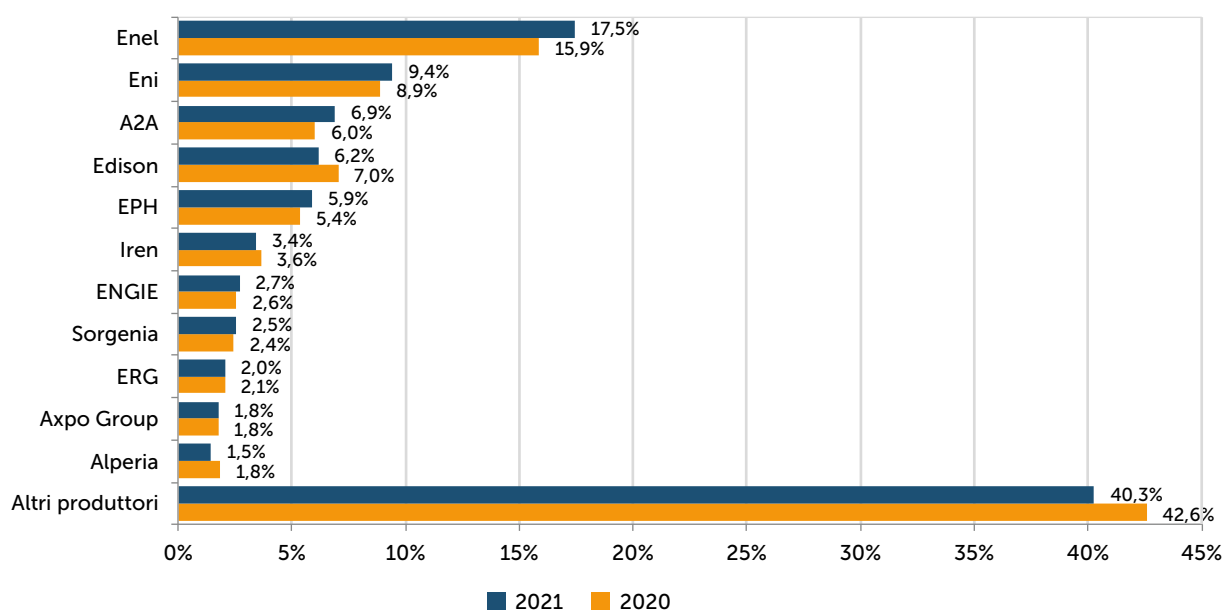
PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2017	2018	2019	2020	2021
Numero produttori	13.446	13.803	14.360	14.731	14.561
Termoelettrico	406	406	444	473	458
<i>di cui < 1 MW</i>	94	97	120	135	133
Rinnovabile	12.763	13.086	13.581	13.895	13.704
<i>di cui < 1 MW</i>	10.076	10.353	10.857	11.102	10.955
Misto	277	311	335	363	399
<i>di cui < 1 MW</i>	61	75	85	102	107
Potenza lorda (MW)	105.431	104.662	106.115	106.192	104.930
Termoelettrico	17.667	19.709	20.395	20.487	20.785
<i>di cui < 1 MW</i>	43	50	59	69	65
Rinnovabile	33.338	34.196	35.489	36.164	32.825
<i>di cui < 1 MW</i>	4.466	4.561	4.689	4.828	4.721
Misto	54.415	50.756	50.251	49.541	51.321
<i>di cui < 1 MW</i>	27	31	35	45	47
Generazione lorda (TWh)	276,2	267,8	275,4	263,4	271,8
Termoelettrico	64,4	74,4	83,3	77,2	76,4
<i>di cui < 1 MW</i>	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
Rinnovabile	79,6	83,3	86,7	88,6	75,4
<i>di cui < 1 MW</i>	10,2	10,2	10,6	10,9	10,5
Misto	132,3	110,1	105,5	97,6	120,0
<i>di cui < 1 MW</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni, vale a dire quelli che nel 2021 evidenziano una quota superiore all'1,5% del valore (provvisorio) della produzione pubblicato da Terna.

Nel 2021 tutti i maggiori gruppi hanno evidenziato una quota in aumento rispetto al 2020, con l'eccezione, sebbene per contrazioni minime, di Edison, Alperia e Iren.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 560, risulta in aumento rispetto al 2020, quando era pari a 496.

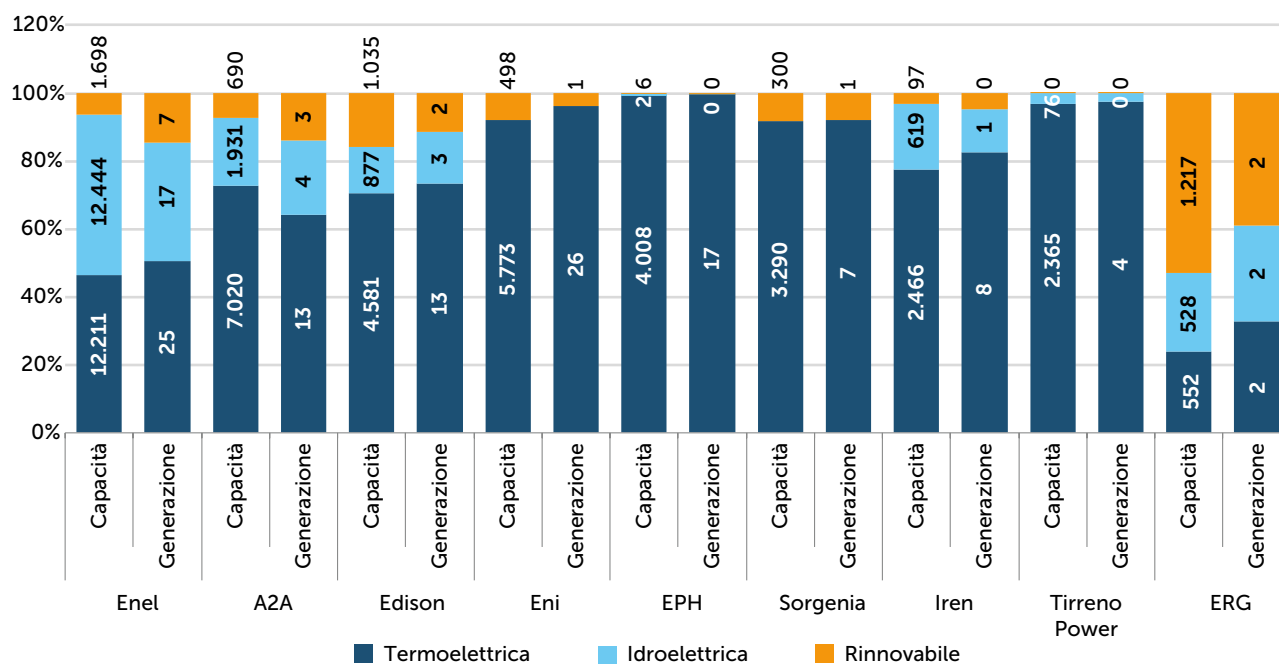
FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi della compagine societaria delle imprese di generazione elettrica che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2021 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori mostra che le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (54,6%), quindi da società diverse (33,1%) ed enti pubblici (5,5%). Rispetto all'anno precedente la composizione societaria non presenta variazioni significative. Relativamente alla nazionalità dei soci, si osserva come questa sia sostanzialmente italiana, con solo il 6,5%⁴ dei produttori che hanno risposto all'Indagine che è detenuto direttamente da soggetti di origine straniera.

La figura 2.2 mette a confronto la capacità degli impianti e la generazione (lorda) dei principali gruppi che operano nella produzione elettrica, suddivise tra le fonti termoelettrica, idroelettrica e rinnovabile. Nel 2021 la massima potenza richiesta dal sistema elettrico si è registrata nel mese di giugno ed è stata pari a 55,29 GW.

4 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2021 (capacità in MW e generazione in TWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile con il dettaglio delle relative fonti.

Nel 2021 Eni è ancora il primo operatore nella generazione termoelettrica, sebbene Enel abbia una quota appena lievemente inferiore; il primo gruppo, infatti, detiene il 15,7% della generazione termoelettrica complessiva lorda rilevata nell'ambito dell'Indagine (di poco inferiore al dato di Terna), mentre per il secondo la stessa quota è pari al 15,3%.

Enel rimane il gruppo che utilizza la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota nel 2021 pari al 79,4%, in forte aumento rispetto all'anno precedente (72,4%) e che è tornata sui livelli del 2018 (79,2%). Per il gruppo Enel è in netta crescita anche la quota di energia elettrica prodotta con gas naturale (9,9%) rispetto agli anni precedenti (8% nel 2020 e 7,4% nel 2019).

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni che nelle sue centrali impiega il 18% di tutto il gas utilizzato in Italia per la produzione di energia elettrica; la quota è rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente. Il secondo gruppo per utilizzo di gas è EPH che ha una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale del 10%, a fronte di una quota dell'8,7% registrata nel 2020. Il gruppo Edison, che nel 2020, con una quota dell'11,4%, era il secondo gruppo nella produzione di energia elettrica da gas naturale, nel 2021 è divenuto quarto, con una quota del 9,2%. Gli altri gruppi, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono il 21,0% di produzione da gas naturale, in lieve diminuzione rispetto al 2020 (21,9%).

Nel 2021 la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A è salita al 74,7% della produzione totale con questo tipo di combustibile, dal 61,7% del 2020; relativamente a questa fonte, anche la quota di Saras ha evidenziato un

ulteriore aumento rispetto all'anno precedente, portando il gruppo all'11,1%, dal 10,5% del 2020 (era all'8,5% nel 2019). Nelle altre fonti rilevano, invece, i contributi di Saras, Acciaierie d'Italia Holding ed Eni per i quali la quota di produzione è pari rispettivamente al 47,1%, 22,3% e 7,6% del totale nazionale.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2021 per fonte

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Eni	-	0,9%	18,0%	7,6%	15,7%
Enel	79,4%	4,8%	9,9%	-	15,3%
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	19,3%	0,3%	10,0%	-	10,2%
Edison	-	-	9,2%	-	7,8%
A2A	1,2%	74,7%	7,7%	0,1%	7,7%
Iren	-	-	5,6%	2,1%	4,9%
Engie	-	-	4,9%	0,4%	4,2%
Sorgenia	-	-	4,7%	-	4,1%
Axpo Group	-	-	3,5%	-	3,0%
Saras	-	11,1%	-	47,1%	2,3%
Tirreno Power	-	-	2,7%	0,0	2,3%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,0%	22,3%	1,9%
Alpiq	-	-	1,8%	-	1,5%
Altri operatori	-	8,1%	21,0%	20,4%	19,0%
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.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili dove ricopre il 23,3% della generazione lorda (sempre calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale), grazie alla sua quota significativa nell'idroelettrico (37,7%, in crescita rispetto al 34,8% dell'anno precedente) e alla totalità della produzione geotermica. La tavola consente di osservare come tra i principali 15 gruppi che hanno contribuito alla produzione da energia rinnovabile ci sia anche Eni, che è il decimo operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie; ciò in virtù delle acquisizioni societarie avvenute nel corso del 2021: quella delle imprese facenti capo a FRI-EL Biogas Holding specializzate nel biogas e quelle del gruppo Glenmont Partners specializzate nella produzione da energia eolica.

Come in passato, anche il gruppo ERG risulta detenere una quota significativa nell'eolico pari al 10,2%, sebbene in calo rispetto a quella degli ultimi due anni (10,6% nel 2020 e 11,2% nel 2019). Non troppo distante nella generazione eolica è anche il contributo del gruppo Edison, pari al 9,2%, seguito per importanza da Enel e da Alerion.

Nel solare i grandi gruppi non hanno quote di generazione particolarmente significative: quella più elevata appartiene infatti al gruppo A2A che ha raggiunto il 2,4% della generazione nazionale tramite questa fonte, grazie all'acquisizione di alcune imprese riconducibili in precedenza al gruppo Octopus (che si sono aggiunte a quelle

delle società del gruppo Agripower dedicato alla produzione di energia elettrica da biogas), seguito da ERG (1,5%) e da Eni (1,2%). La maggior parte dell'energia elettrica prodotta con il sole, tuttavia, proviene dagli altri produttori, che insieme forniscono il 93,2% di tutta la produzione solare rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bioenergie, infine, è da notare come il gruppo A2A abbia aumentato il suo contributo dal 9,7% del 2020 al 12,2% del 2021, ma anche in questo caso il 71,6% della produzione proviene dai produttori di più piccola dimensione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2021

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	37,7%	100,0%	6,5%	0,1%	0,5%	23,3%
A2A	9,2%	-	0,1%	2,4%	12,2%	6,6%
Edison	5,8%	-	9,2%	0,8%	-	4,4%
Alperia	8,3%	-	-	-	1,3%	3,9%
ERG	3,6%	-	10,2%	1,5%	-	3,7%
Dolomiti Energia	6,4%	-	-	-	-	2,8%
CVA	5,4%	-	1,5%	0,1%	-	2,7%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,3%	1,6%
Alerion	-	-	5,4%	-	-	1,0%
Eni	-	-	2,9%	1,2%	1,2%	0,9%
FRI-EL	-	-	1,3%	-	3,3%	0,9%
Acea	0,9%	-	-	0,4%	2,0%	0,8%
Falck Renewables	-	-	2,9%	0,2%	1,3%	0,8%
Hera	-	-	-	-	4,3%	0,8%
RWE	-	-	4,1%	-	-	0,8%
Altri operatori	19,8%	-	55,8%	93,2%	71,6%	44,9%
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 2021

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	37,7% Enel	9,2% A2A	8,3% Alperia	6,4% Dolomiti Energia	5,8% Edison
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	10,2% ERG	9,2% Edison	6,5% Enel	5,4% Alerion	4,1% RWE
Solare	4,9% EF Solare Italia	3,7% Tages	2,8% Sonnedix	2,4% A2A	1,9% RTR Capital
Bioenergie	12,2% A2A	4,3% Hera	3,7% Ital Green Energy Holding	3,4% San Marco Bioenergie	3,3% FRI-EL

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8 consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nell'anno 2021, mettendo in evidenza, come già rilevato in passato, che sono comunque sempre i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su idroelettrico, geotermoelettrico, eolico e, in parte, sulle bioenergie. Nella generazione da solare, invece, fatta eccezione per A2A, le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la Lombardia si conferma la regione con il maggior numero di operatori (3.107 soggetti contro i 3.066 nel 2020), seguita da Emilia-Romagna (2.028, erano 2.039 nel 2020), Piemonte (1.919, contro i 1.867 del 2020) e Veneto (scesi a 1.814 dai 1.830 dell'anno precedente). Queste stesse regioni sono anche quelle dove si registra il numero più elevato di autoproduttori. A questo proposito è opportuno segnalare che anche per il 2021 le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC⁵ sono state considerate come autoconsumi; esse rappresentano circa il 15% del totale degli autoconsumi.

I livelli di concentrazione nella generazione elettrica e nella capacità installata sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto agli ultimi anni. Il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, nelle Marche e in Lombardia con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 16%, 23,2% e 35%, mentre il livello più alto è ancora in Valle d'Aosta con il C3 pari all'85,7%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia, Campania e Lombardia e quelli più alti si registrano in Liguria, Valle d'Aosta, Lazio e Umbria⁶.

Nella tavola 2.10 la generazione lorda risultante dall'Indagine annuale viene ripartita per zona di mercato e fonte. A eccezione della zona Centro Nord (che include Toscana e Marche), il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda; in particolare nelle zone Sicilia, Calabria e Sardegna (ciascuna zona è composta dalla regione di cui ha assunto la denominazione) tale quota è di poco inferiore al 70%.

Nella zona Centro Nord, per contro, è molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile che copre il 37,2% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non supera mai il 10%, passando dall'1,6% della zona Sicilia all'8,9% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla, per contro, dalla quota del 32,9% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) a quella del 3,8% della zona Nord e rappresenta il 12,7% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre la generazione nazionale della zona Nord per il 26,1%, ma risulta discretamente importante anche nella zona Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) dove questa fonte copre il 16,3% della produzione lorda. Nelle altre zone, l'idroelettrico pesa da un massimo del 7,2% nel Centro Nord fino al minimo dell'1,7% nella zona Sud.

5 Gli Altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) sono definiti dal Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo, allegato alla delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel; comprendono i sistemi efficienti di utenza (SEU), i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici, gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP) e gli altri sistemi esistenti (ASE), tutti definiti dal medesimo Testo integrato.

6 Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2021* possono essere, come più volte sottolineato, in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2021

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	1.919	324	45,5%	57,8%
Valle d'Aosta	60	5	85,7%	86,4%
Liguria	114	23	76,5%	82,7%
Lombardia	3.107	835	35,0%	43,5%
Trentino-Alto Adige	814	118	57,5%	61,9%
Veneto	1.814	466	47,8%	55,2%
Friuli-Venezia Giulia	412	77	61,8%	60,1%
Emilia-Romagna	2.028	508	56,7%	55,7%
Toscana	609	140	64,3%	52,8%
Lazio	513	109	64,1%	73,7%
Marche	867	135	23,2%	29,8%
Umbria	263	38	73,8%	73,0%
Abruzzo	470	60	57,6%	56,1%
Molise	119	11	67,0%	71,7%
Campania	423	98	42,3%	44,2%
Puglia	1.138	60	48,0%	37,0%
Basilicata	337	24	16,0%	16,9%
Calabria	177	13	72,2%	55,7%
Sicilia	533	59	53,5%	52,1%
Sardegna	298	29	76,1%	56,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.10 Presenza territoriale degli operatori nel 2021

ZONA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro Nord	7,2%	8,8%	37,2%	46,8%	100%
Centro Sud	16,3%	19,0%	7,2%	57,5%	100%
Nord	26,1%	3,8%	8,9%	61,2%	100%
Sardegna	4,3%	20,9%	5,1%	69,7%	100%
Sicilia	2,5%	28,0%	1,6%	67,8%	100%
Sud	1,7%	32,9%	5,0%	60,3%	100%
Calabria	6,5%	15,9%	9,0%	68,6%	100%
TOTALE	17,1%	12,7%	9,4%	60,9%	100%

(A) Solare ed eolico.

(B) Geotermico e bioenergie (compresi RSU – Rifiuti solidi urbani)

(C) Include RSU non biodegradabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁷, ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6 (CIP6), per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto. Tali tariffe incentivanti non trovano più applicazione per conclusione, nel mese di aprile 2021, del periodo di remunerazione per l'ultimo impianto avente diritto;
- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium*⁸ variabile (in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente) per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁹;
- conto energia (*feed in premium* costante) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa base e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa base e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Tali tariffe sono state riviste nel 2016 dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 che ha stabilito, al contempo, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso alle *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal decreto interministeriale 4 luglio 2019; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa base e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, il già citato decreto interministeriale ha previsto 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 su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'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, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

7 *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.

8 *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.

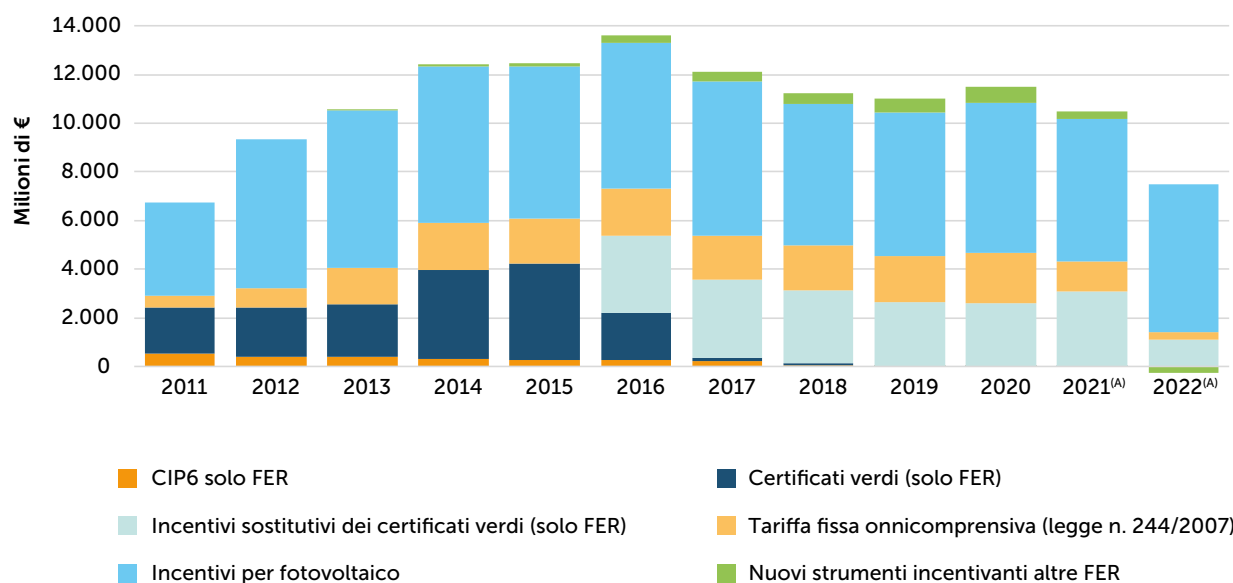
9 A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

Gli incentivi di tipo *feed in premium* variabile previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 (limitatamente agli impianti ammessi a beneficiare degli incentivi tramite registri) e dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 non hanno un valore minimo pari a 0 €/MWh e, pertanto, possono assumere anche valori negativi. Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione.

La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica. Si noti che, nell'anno 2022, a causa degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, il costo complessivo dei "nuovi strumenti incentivanti FER" (cioè degli incentivi derivanti dai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019) è atteso negativo. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a poco più di 63 TWh: il 34% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 26% da impianti eolici, il 25% dalle biomasse, il 12% attraverso impianti idrici e, infine, il 3% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5).

Con il venir meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} . Complessivamente per l'anno 2021, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 10,5 miliardi di euro. 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) e i costi relativi agli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili che beneficiano del provvedimento CIP6 (che, come detto, ha esaurito i suoi effetti nel mese di aprile 2021).

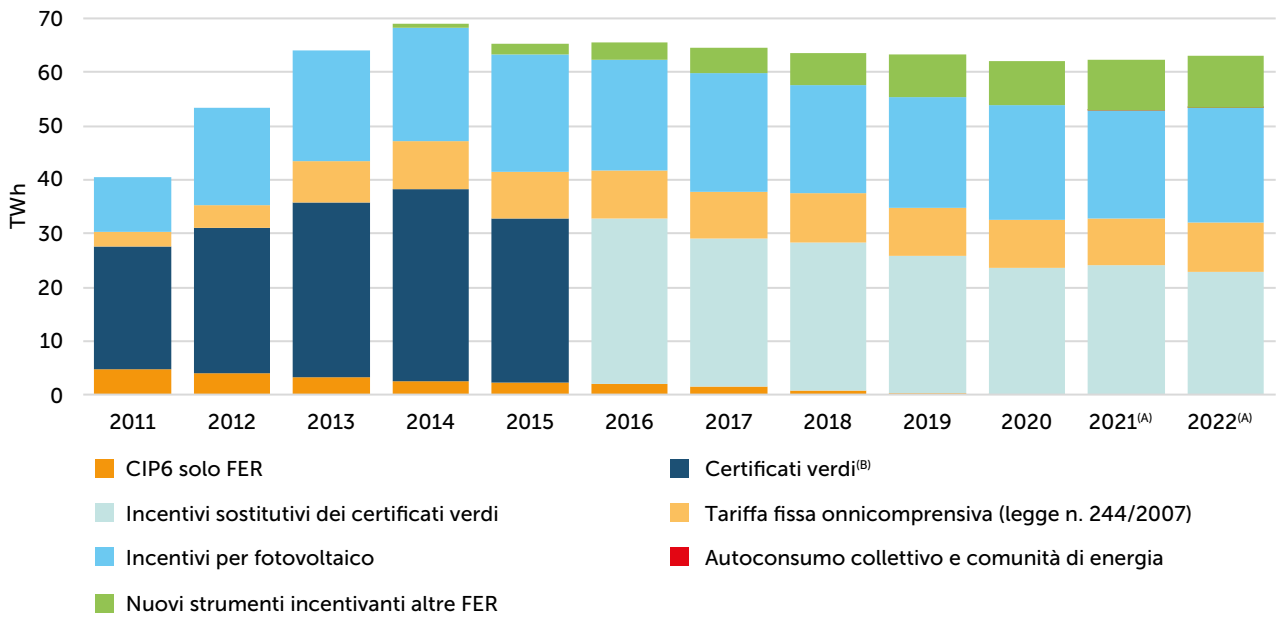
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili



(A) I dati relativi all'anno 2021 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2022 rappresentano la migliore stima possibile al momento della redazione del testo.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

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

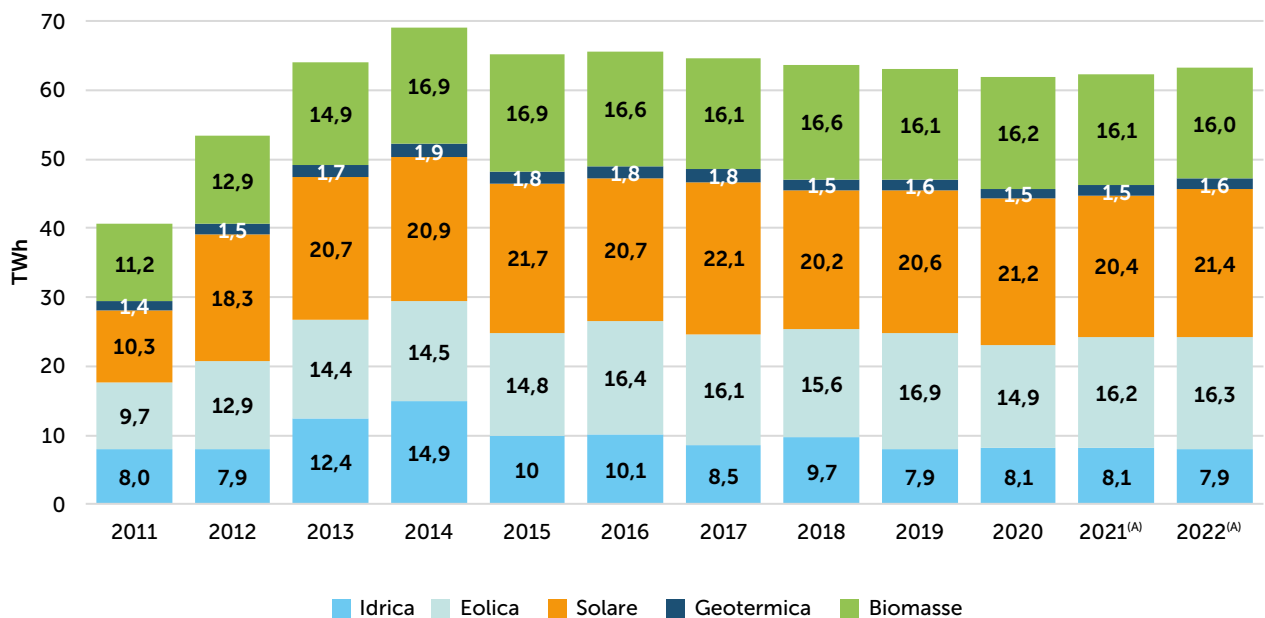


(A) I dati relativi all'anno 2021 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2022 rappresentano la migliore stima possibile al momento della redazione del testo.

(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) I dati relativi all'anno 2021 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2022 rappresentano la migliore stima possibile al momento della redazione del testo.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

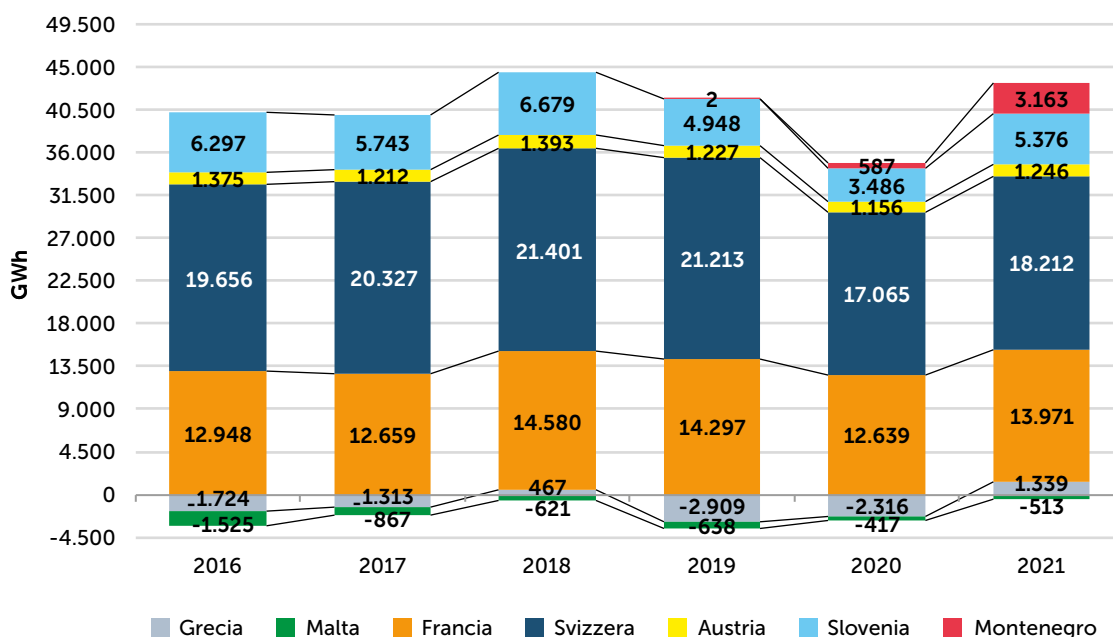
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2021 i consumi di energia elettrica hanno registrato un buon recupero. Per soddisfare il maggiore fabbisogno complessivo di elettricità, anche il saldo estero ha offerto il suo contributo: le importazioni nette, infatti, sono salite a 42,8 TWh dai 32,2 TWh dell'anno precedente (+33%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è risalita al 13,5% dal minimo storico registrato lo scorso anno pari al 10,7%.

L'incremento del saldo estero è stato ottenuto sia con l'aumento delle importazioni (17%) sia con la contemporanea riduzione delle esportazioni (-50%). Dai 39,8 TWh importati nel 2020, le importazioni sono passate a 46,6 TWh, mentre le esportazioni si sono fermate a 3,8 TWh dopo aver toccato un record lo scorso anno (7,6 TWh), tornando quindi sui livelli pre-pandemia.

Il maggiore ricorso alle importazioni è probabilmente dovuto alla necessità di coprire una domanda in aumento, in un anno peraltro di minore penetrazione delle fonti rinnovabili (dopo la crescita dello scorso anno, la quota di fabbisogno elettrico coperta dalle fonti rinnovabili è tornata infatti a posizionarsi sui livelli degli ultimi anni) causata dell'insufficiente produzione idroelettrica in un contesto di scarsa idraulicità. La decisa ripresa delle importazioni si è attenuata solo nell'ultimo trimestre dell'anno principalmente a causa dell'indisponibilità di parte della produzione nucleare francese per i periodici programmi di manutenzione degli impianti Oltralpe.

Rispetto al 2020, le importazioni lorde sono aumentate di 6,8 TWh, forniti principalmente dal Montenegro (+1,7 TWh), dalla Slovenia e dalla Grecia (l'import da entrambi è aumentato di 1,5 TWh) e dalla Francia (+1,3 TWh). Al contrario, le esportazioni sono diminuite di circa 3,8 TWh, perché abbiamo esportato meno elettricità verso la Grecia (-2 TWh), il Montenegro (-859 GWh) e la Svizzera (-635 GWh). Da notare, in particolare, i movimenti verso la Grecia: paese nei confronti del quale l'Italia è divenuta nel 2021 un importatore netto, mentre storicamente era un territorio verso il quale le esportazioni di elettricità superavano le importazioni.

FIG. 2.6 Importazioni nette di energia elettrica per frontiera



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

Anche nel 2021 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (43%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 10 punti percentuali rispetto al 2020 (Fig. 2.6). Un altro 33% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (39% nel 2020), il 13% dalla Slovenia (11% nel 2020), il 7% proviene dal Montenegro (2% nel 2020), il 3% dall'Austria e altrettanto dalla Grecia.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.250 km di linee e circuiti elettrici e di 910 stazioni di smistamento e di conversione. Nel 2021 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 8 contro le 11 dell'anno precedente per effetto dell'incorporazione degli asset di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Terna Crna Gora e Monita Interconnector (le società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, entrato in esercizio nel dicembre 2019), Edyna Transmission (che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige), Seasm del gruppo A2A, Nord Energia ed Eneco Valcanale¹⁰, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*).

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

LINEE E STAZIONI	2017	2018	2019	2020	2021
Numero operatori di rete	9	9	11	11	8
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.202	11.211	11.211	11.225	11.315
Linee 220 kV (km)	10.876	10.877	10.817	10.825	11.061
Linee ≤ 150 kV (km)	48.934	48.899	48.938	48.913	50.263
Linee 500 kV a corrente continua (km)	961	961	1.480	1.480	1.490
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	166	166	173	174	175
Numero stazioni 220 kV	153	153	154	151	155
Numero stazioni ≤ 150 kV	558	568	575	578	580

(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.

¹⁰ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

Gli asset di Arvedi Trasmissione, che operava nella zona di Cremona, sono stati ceduti al gruppo Terna a maggio 2021, così come quelli di Megareti, del gruppo Agsm Verona, sono stati acquisiti dal gruppo Terna nel dicembre 2021. Nel mese di giugno, invece, la società El.It.E. è stata incorporata dalla società Rete.

Considerando quindi gli asset di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2021 il gruppo Terna possiede 75.165 km di cavi, cioè il 99,9% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,7% delle 910 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Anche nel 2021 la partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è stata detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato.

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2021 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono aumentate di 90 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 236 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono aumentate di 1.350 km; nel caso delle linee in corrente continua è stato rilevato solo un aumento di 10 km nel caso delle linee a 500 kV. Rispetto al 2020 è aumentato anche il numero delle stazioni, 1 in più tra quelle a 380 kV, 4 in più tra quelle a 220 kV e 2 in più tra quelle inferiori a 150 kV.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collocata sulla frontiera Nord del territorio nazionale e collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia e con il Montenegro (quest'ultimo a partire dal 2020). Nel 2021 sono state in funzione 26 linee di interconnessione suddivise tra i diversi livelli di tensione, tre delle quali sono *merchant line*, e più precisamente l'elettrodotto 380 kV "Mendrisio-Cagno", l'elettrodotto 150 kV "Tirano-Campocologno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio-Greuth", l'ultimo a entrare in servizio nel 2012.

Il valore nominale complessivo della capacità di scambio (*Net Transfer Capacity* – NTC) sulla frontiera Nord è da qualche anno stabilmente compreso nell'intervallo tra 6.905 e 9.635 MW in ingresso (importazione) e fra i 3.010 e i 4.565 MW in uscita (esportazione). I valori di tale capacità, valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti, 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 tra 7.500 e 8.820 MW. La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro, disponibili dal 2020 grazie all'entrata in esercizio del collegamento HVDC Villanova-Kotor (Tav. 2.12).

¹¹ 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.

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

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Francia	3.150	3.150	4.350	2.700	2.700	3.900
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	515	515	515
Totale frontiera Nord	8.435	8.435	9.635	6.905	6.905	8.105
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	9.535	9.535	10.735	8.005	8.005	9.205
Francia	995	995	1.995	870	870	1.870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Totale frontiera Nord	3.565	3.565	4.565	3.010	3.010	4.010
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	4.665	4.665	5.665	4.110	4.110	5.110

Fonte: Terna.

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. Per quanto concerne le attività e le opportunità di sviluppo relative alle linee transfrontaliere, Terna, come indicato nel Piano di sviluppo 2021, *"conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi"*; inoltre, le attività e le opportunità di sviluppo relative alle linee transfrontaliere svolte da Terna consentiranno *"all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna"*.

Come descritto nel Piano di sviluppo 2021, le opere d'interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che sono tuttora in fase di realizzazione sono finalizzate all'incremento della capacità di interconnessione con i paesi confinanti (sia al Nord che nell'area mediterranea), oltre che ad accrescere l'integrazione della rete elettrica italiana con la rete elettrica europea e con la rete elettrica dei Paesi mediterranei.

Relativamente ai principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna in adempimento ai propri obblighi relativi alla concessione di trasmissione, si evidenzia che:

- a fine 2019 è avvenuta l'entrata in esercizio del primo polo relativo al collegamento HVDC Villanova-Kotor. L'opera consiste in un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della Penisola italiana e il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari a 2 x 600 MW. La realizzazione del secondo cavo da 600 MW è stata posticipata a quando la maturità delle infrastrutture e dei mercati dei Balcani consentirà di massimizzare l'utilità per il sistema;
- è oggi in fase di realizzazione il collegamento 132 kV Prati di Vizzi/Brennero-Steinach.

Con riferimento ai principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna in adempimento ai propri obblighi di concessione, si evidenzia che nel Piano di sviluppo 2021 sono inclusi ulteriori progetti di interconnessione, per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare:

- l'interconnessione 220 kV tra Italia e Austria (che potrebbe rientrare tra i progetti in attuazione dell'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99);
- il collegamento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, il progetto necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2), ormai giunto al termine della sua vita utile. Tale progetto risponde, altresì, all'esigenza, dichiarata dal gestore della rete corsa, di sopperire al rilevante *deficit* della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire livelli adeguati di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna;
- il collegamento Italia-Tunisia, che fornirà uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa;
- il nuovo intervento relativo al progetto di raddoppio dell'esistente collegamento HVDC 500 MW tra Italia e Grecia, con benefici in termini di integrazione di nuova generazione da fonti rinnovabili e derivanti dall'integrazione dei due mercati, che potrà garantire lo *sharing* della riserva;
- il riclassamento a 132 kV e il potenziamento dell'esistente linea di interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S. Dalmas (FR);
- il collegamento Italia-Austria tra i nodi di Dobbiaco e Sillian/Lienz, che consentirà di incrementare il livello di magliatura della RTN con la frontiera austriaca e garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV;
- l'avvio di uno studio per valutare un incremento di scambio di capacità con l'Austria sfruttando una potenziale sinergia con nuovi progetti di trasporto ferroviario.

Relativamente ai principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna in adempimento alle disposizioni normative previste dall'art. 32 della legge n. 99/2009 (Terna ha individuato, in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni della medesima legge), si evidenzia che nel Piano di sviluppo 2021 sono inclusi i seguenti progetti di interconnessione, per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare:

- uno dei due moduli dell'interconnessione HVDC Piossasco (IT)-Grand'Île (FR);
- l'interconnessione 220 kV Nauders (AT)-Glorenza (IT);
- l'interconnessione HVDC Salgareda (IT)-Divaca/Bericevo (SI).

Con particolare riferimento ai principali progetti di interconnessione *merchant line* (progetti di interconnessione proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasmissione e distribuzione di energia elettrica che possono essere oggetto di richiesta di esenzione – ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive 21 ottobre

2005 o del regolamento (CE) 943/2019 – e che sono assoggettati alla disciplina prevista dalla delibera ARG/elt 99/08), si evidenzia che nel Piano di sviluppo 2021 sono indicati:

- dieci progetti di interconnessione alla RTN (un collegamento Italia-Tunisia, tre Italia-Svizzera, uno Italia-Francia, uno Italia-Slovenia, due Italia-Austria, uno Italia-Albania e uno Italia-Malta);
- due progetti di interconnessione alle reti di distribuzione di energia elettrica (uno Italia-Slovenia e un altro Italia-Francia), non gestite da Terna ma dalle imprese distributrici concessionarie.

Per questi progetti i soggetti proponenti sono tenuti a:

- richiedere la verifica di compatibilità con quanto previsto nei Piani di sviluppo di Terna;
- presentare formale richiesta di connessione alla RTN a valle di riscontro positivo (fornito da Terna);
- avviare l'iter autorizzativo presso le Autorità nazionali ed estere competenti in materia;
- richiedere al Ministero dello sviluppo economico l'esenzione dalla disciplina che regola il diritto di accesso dei terzi, solo dopo aver conseguito il titolo autorizzativo;
- sottoscrivere con Terna un contratto di connessione alla RTN.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 125 distributori elettrici, due dei quali non hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità¹².

Rispetto al 31 dicembre 2021, si conta un distributore in meno perché a novembre 2021 il Comune di Valprato Soana (TO) ha ceduto l'attività di distribuzione elettrica a e-distribuzione. Da segnalare anche che nel corso del 2021 sono state comunicate tramite l'Anagrafica operatori dell'Autorità altre due operazioni societarie: il cambio di ragione sociale dell'impresa AIR – Azienda Intercomunale Rotaliana (dal mese di aprile 2021 ha aggiunto nella ragione sociale la dizione Società Benefit) e la nuova denominazione del gruppo societario di Megareti. Quest'ultima è la società di distribuzione del gruppo Agsm Verona che nel 2021, avendo incorporato la società di distribuzione Aim Vicenza, ha cambiato ragione sociale e ha dato vita al nuovo gruppo Agsm Aim. In pratica, per effetto della nascita del nuovo gruppo societario, Megareti ha comunicato tramite l'Anagrafica operatori il cambio di gruppo: dal vecchio Agsm al nuovo Agsm Aim. Da notare anche che dal 1° gennaio 2022 Megareti ha a sua volta incorporato l'impresa Servizi a Rete, assumendo la nuova ragione sociale di V-Reti, ma questa variazione societaria avrà effetto sui dati della distribuzione elettrica che saranno analizzati nella *Relazione Annuale* del prossimo anno.

Nel 2021 sono stati complessivamente erogati 263,7 TWh, 15 in più rispetto al 2020. L'incremento del 6,1% è ragguardevole, ma non è stato sufficiente a recuperare integralmente il livello dei volumi distribuiti pre-pandemia, che ammontava a 5 TWh in più, come si vede nella tavola 2.13 che riporta il numero di distributori che hanno risposto all'Indagine suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2016.

I primi 10 distributori (con più di 100.000 utenti) servono il 98,1% dei clienti totali ed erogano la medesima quota dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. Se a questi si aggiungono gli altri due soggetti con un

¹² Si tratta di due piccoli enti comunali che gestiscono il servizio nel loro territorio; nell'Indagine sul 2020, i due Comuni risultavano distribuire complessivamente 3.108 GWh a 1.654 punti di prelievo.

numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000, la quota dell'energia distribuita sale al 98,6%. In pratica, i restanti 111 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 2.144 GWh, in netta ascesa (+8,7%) rispetto ai 1.973 GWh dell'anno precedente. Anche il numero di punti di prelievo serviti nel 2021, pari a 36,9 milioni, è salito di 103.000 unità, registrando quindi un piccolo aumento (0,3%). Il numero medio di utenti finali serviti da ciascun operatore è di poco superiore alle 300.000 unità, contro le 292.000 del 2020.

La classificazione delle imprese per numero di utenti, esposta nella tavola 2.13, non evidenzia nessuna variazione rispetto al 2020: i 10 distributori medio-grandi (quelli con più di 100.000 utenti) sono gli stessi da diversi anni, così come il numero degli operatori intermedi; una lievissima variabilità caratterizza gli esercenti più piccoli.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2016

DISTRIBUTORI^(A) PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
NUMERO	135	129	127	126	126	123
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	2	2
Tra 20.000 e 50.000	8	9	9	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	20	20	19	19	19	19
Tra 1.000 e 5.000	43	40	39	38	38	37
Fino a 1.000	52	48	47	48	48	46
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	264.377	268.646	267.942	268.685	248.550	263.651
Oltre 500.000	249.238	253.247	252.199	253.082	233.818	248.390
Tra 100.000 e 500.000	9.996	10.080	10.590	10.522	9.874	10.131
Tra 50.000 e 100.000	1.572	1.584	1.481	1.403	1.359	1.495
Tra 20.000 e 50.000	1.548	1.797	1.834	1.821	1.734	1.809
Tra 5.000 e 20.000	1.356	1.243	1.155	1.192	1.132	1.181
Tra 1.000 e 5.000	536	560	537	524	504	515
Fino a 1.000	131	135	146	141	129	130
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.860	36.912	36.851	36.794	36.830	36.933
Oltre 500.000	34.877	34.935	34.866	34.809	34.841	34.937
Tra 100.000 e 500.000	1.268	1.261	1.284	1.287	1.290	1.296
Tra 50.000 e 100.000	137	137	137	137	137	138
Tra 20.000 e 50.000	246	266	266	267	267	267
Tra 5.000 e 20.000	210	194	179	181	183	183
Tra 1.000 e 5.000	99	98	98	91	91	91
Fino a 1.000	23	22	22	22	22	21

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione) e Ireti, che ha assorbito le attività elettriche prima di competenza delle società Iren Emilia e Aem Torino Distribuzione. 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. Anche le imprese con un numero di utenti superiore a 100.000 e inferiore al mezzo milione sono sempre 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, Megareti (ex Agsm Distribuzione, del gruppo veronese Agsm, di cui si è detto all'inizio di questo paragrafo), Deval (che opera in Valle d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga (che opera nel Nord-Est e fa parte del gruppo Hera).

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, sono mutati molto poco rispetto al 2020: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 42,3%, e gli enti pubblici (32,7%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (8,1%) e a società diverse (10,9%). La quota relativa alle imprese energetiche è risultata del 5,9%.

Anche la natura giuridica dei distributori elettrici non è mutata rispetto agli anni scorsi: la società per azioni è la forma predominante e riguarda un quarto delle imprese di distribuzione; le società a responsabilità limitata e gli enti pubblici rappresentano, rispettivamente, il 22% e il 19% dei distributori; seguono, con il 15%, le cooperative a responsabilità limitata e con il 9% le società cooperative; il restante 11% si divide tra altre forme.

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori nel 2021*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Persone fisiche	42,3%
Enti pubblici	32,7%
Società diverse	10,9%
Imprese energetiche nazionali	8,1%
Imprese energetiche locali	5,9%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%
TOTALE	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 3.500 km, di cui circa 1.300 in bassa tensione e circa 2.200 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.280.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione (Tav. 2.15).

Tradizionalmente il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige è molto più elevato che nelle altre regioni: 60 imprese che gestiscono il 2,2% 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 e Sicilia (ciascuna con 11 distributori), Piemonte (8 soggetti) e Marche (7 imprese).

TAV. 2.15 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2021 (in km)*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.149	29.699	43	8
Valle d'Aosta	2.896	1.615	57	2
Lombardia	89.252	43.586	46	11
Trentino-Alto Adige	19.348	9.162	171	60
Veneto	64.154	28.085	50	3
Friuli-Venezia Giulia	16.139	8.717	4	5
Liguria	22.309	7.252	0	2
Emilia-Romagna	69.885	33.618	35	3
Toscana	60.846	27.433	0	2
Umbria	20.520	9.066	0	2
Marche	29.997	12.033	0	7
Lazio	69.968	30.239	518	6
Abruzzo	27.080	10.469	0	5
Molise	8.311	3.777	0	1
Campania	63.995	26.277	0	4
Puglia	65.613	32.992	4	3
Basilicata	15.604	10.486	1	1
Calabria	45.771	18.686	0	1
Sicilia	83.059	37.110	4	11
Sardegna	38.942	18.796	0	3
ITALIA	879.837	399.099	933	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti per quantità di energia erogata (Tav. 2.16) non è cambiato rispetto al 2020: e-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale, con la quota dell'85,5% dei volumi complessivamente distribuiti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) 3,4% e Ireti (gruppo Iren) 1,3%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Nel dettaglio, sempre in termini di volumi distribuiti, le quote dell'impresa maggiore, edistribuzione, sono dell'86,3% nel domestico e dell'85,2% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,5%), Unareti (2,9%) e Ireti (1,5%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,4%), Areti (3%), Ireti (1,3%) ed Edyna (1%).

L'81% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione è domestico, mentre il rimanente 19% è rappresentato da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia distribuita che per il 23% sono effettuati da clienti domestici e per il restante 77% da clienti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei consumi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, Servizi a Rete (90%), Edyna (84,9%), Megareti (84,2%), Deval (83,9%) e Unareti (83,7%). All'opposto, ASM Terni, Areti, AcegasApsAmga, Ireti ed e-distribuzione presentano, invece, una quota di volumi più elevata della media per i clienti domestici (rispettivamente, il 31,3%, il 31,1%, il 30,2%, il 26,5% e il 23,4%).

TAV. 2.16 *Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2021 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	52.624	25.367	172.698	6.070	225.323	31.437
Unareti	1.749	951	8.969	204	10.718	1.156
Arete	2.762	1.339	6.134	307	8.896	1.646
Ireti	916	562	2.537	137	3.453	699
Edyna	369	174	2.073	62	2.442	236
Set Distribuzione	431	268	1.858	66	2.289	334
Inrete Distribuzione Energia	405	202	1.643	61	2.049	263
Megareti	271	133	1.442	37	1.713	170
Servizi a Rete	117	55	1.055	18	1.172	73
Deval	140	104	728	25	868	129
AcegasApsAmga	233	132	538	32	771	163
ASM Terni	101	52	222	13	323	65
Altri operatori	841	437	2.794	126	3.635	563
TOTALE	60.960	29.776	202.692	7.157	263.651	36.933

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.17) resta relativamente stabile nel tempo. I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si consuma complessivamente il 23% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,2% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,5% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,9%, il Piemonte (7,5%), il Lazio (7,3%), la Toscana e la Campania (entrambe al 6,1%) e la Sicilia (5,5%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni. I 60 distributori del Trentino-Alto Adige (Tav. 2.15) distribuiscono il 2,2% dell'elettricità nazionale al 2% dei punti di prelievo.

I dati regionali mostrano una variazione positiva dei volumi complessivamente distribuiti rispetto al 2020 in tutti i territori, con tassi di crescita relativamente uniformi intorno al dato medio nazionale (6,1%); si osservano però punte di incremento in Basilicata (9,3%), Piemonte, Lombardia e Friuli-Venezia Giulia (intorno all'8%) e, viceversa, aumenti contenuti in Lazio (2,1%), Trentino-Alto Adige (2,2%), Sicilia (4%). A livello settoriale, invece,

mentre i volumi prelevati dal settore non domestico sono tutti in ascesa rispetto al 2020, quelli prelevati dal settore domestico mostrano in pochi casi anche un decremento: in Valle d'Aosta (-2,2%), in Lombardia (-1%) e in Liguria (-0,9%).

TAV. 2.17 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2021 (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	4.066	2.321	15.826	554	19.892	2.876
Valle d'Aosta	150	108	749	27	899	135
Lombardia	9.857	4.907	50.717	1.070	60.573	5.977
Trentino-Alto Adige	1.024	558	4.873	166	5.897	724
Veneto	5.235	2.341	22.387	581	27.623	2.922
Friuli-Venezia Giulia	1.265	652	7.878	149	9.143	801
Liguria	1.497	1.033	4.348	250	5.845	1.283
Emilia-Romagna	4.682	2.271	18.723	605	23.405	2.876
Toscana	3.845	1.908	12.128	522	15.973	2.430
Umbria	884	425	3.982	113	4.867	539
Marche	1.470	750	4.942	204	6.412	954
Lazio	5.798	2.808	13.548	640	19.347	3.448
Abruzzo	1.229	719	4.134	159	5.364	878
Molise	268	171	1.050	38	1.318	208
Campania	5.257	2.285	10.846	554	16.103	2.839
Puglia	4.085	1.925	8.295	495	12.380	2.421
Basilicata	484	279	1.793	72	2.277	351
Calabria	2.011	1.022	3.010	219	5.020	1.241
Sicilia	5.648	2.407	8.883	541	14.531	2.948
Sardegna	2.204	884	4.579	198	6.783	1.082
ITALIA	60.960	29.776	202.692	7.157	263.651	36.933

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021 la distribuzione ha servito 36,9 milioni di utenti: 29,8 milioni di punti domestici e quasi 7,2 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici hanno quasi raggiunto 61 TWh (+1,7%), mentre quelli dei non domestici sono saliti a 202,7 TWh (+7,5%). Analogamente ai volumi, gli utenti domestici hanno evidenziato una lieve crescita rispetto al 2020 (+0,4%), mentre i non domestici sono appena diminuiti (0,3%). A seguito di questi andamenti, nel 2021 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente salito a 2.047 kWh dai 2.021 kWh del 2020 (+1,3%).

A partire dal 2017 l'Autorità ha modificato la struttura della tariffa di distribuzione per i clienti domestici: da quella data, le tariffe di distribuzione non sono più progressive. Dal 2020 anche la tariffa variabile degli oneri di sistema è divenuta unica per qualunque livello di consumo, benché ai clienti non residenti sia richiesta una quota fissa (espressa in euro/anno), che non grava sui clienti residenti. In conseguenza di ciò, la tavola 2.18 presenta la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica, non essendo più rilevante la suddivisione dei prelievi per fascia di consumo annuo.

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2021 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	81	112	724
Da 1,5 a 3 kW	43.074	21.040	2.047
Da 3 a 4,5 kW	5.340	1.574	3.392
Da 4,5 a 6 kW	4.204	983	4.279
Da 6 a 10 kW	734	103	7.114
Da 10 a 15 kW	299	28	10.591
Oltre 15 kW	211	11	18.739
TOTALE RESIDENTI	53.944	23.852	2.262
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	67	275	243
Da 1,5 a 3 kW	4.446	4.833	920
Da 3 a 4,5 kW	790	377	2.094
Da 4,5 a 6 kW	990	356	2.782
Da 6 a 10 kW	288	52	5.579
Da 10 a 15 kW	173	19	9.151
Oltre 15 kW	262	13	20.618
TOTALE NON RESIDENTI	7.016	5.924	1.184
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	60.960	29.776	2.047

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La maggioranza dei clienti domestici (80,1%) è residente e consuma l'88,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono il 19,9% e la quota dei loro prelievi è pari all'11,5% 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'86,9% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 70,7% e i non residenti per il 16,2%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 78% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 70,7% e i non residenti per il 7,3%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 6,6% dei punti di prelievo e per il 10,1% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla 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 4,5% degli utenti e assorbe l'8,5% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Le potenze superiori ai 3 kW stanno lentamente aumentando: nel 2020 i punti domestici con potenza tra 3 e 4,5 kW erano il 6%, mentre quelli tra 4,5 e 6 kW erano il 4,1% del totale.

Il prelievo medio delle famiglie italiane, che, come già notato, è complessivamente pari a 2.047 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.262 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.184 kWh, entrambi comunque in lievissima crescita rispetto al 2020 (erano pari, rispettivamente, a 2.238 e a 1.158 kWh).

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (275.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (112.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (81 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (67 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 tra i consumi medi dei residenti, pari a 724 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 243 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 2.047 kWh dei clienti residenti si confrontano con i 920 kWh dei non residenti. Nella classe 3-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.392 kWh, mentre quello dei non residenti è 2.094 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 4.279 kWh a fronte dei 2.782 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 quasi 1.900 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), nonostante il netto incremento dei prelievi rispetto al 2020, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono mantenute: come per gli anni scorsi, il 47% dei volumi distribuiti nel 2021 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 19% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 35% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,6% dei punti di prelievo.

Come già in precedenza accennato, rispetto al 2020 i punti non domestici serviti sono diminuiti di quasi 24.000 unità (-0,3%), mentre i volumi distribuiti sono cresciuti del 7,5%; di conseguenza il volume medio unitario si è attestato a 28.320 kWh, valore del 7,8% superiore a quello dello scorso anno (26.266 kWh). Il segmento dell'alta e altissima tensione è quello che ha registrato la maggiore risalita in termini di volumi (+11,7%), ma anche la maggiore perdita in termini di punti (-3,6%); la bassa tensione ha visto aumentare i consumi del 6,7% e diminuire i punti dello 0,3%. L'utenza allacciata in media tensione ha evidenziato un incremento dei prelievi leggermente più contenuto (+6,4%) e una altrettanto lieve riduzione nei punti di prelievo (-0,4%).

Un terzo dei 7,1 milioni di utenti serviti in bassa tensione ha installato un misuratore elettronico programmato orario (nel 2020 erano il 20%), mentre le utenze servite in media o alta tensione sono pressoché completamente dotate di tale strumento. Il 77% 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 7,2% 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 cresciuta: nel 2020 era del 73%.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2021 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)*

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	PUNTI DI IMMISSIONE ^(B)
Bassa tensione	70.165	7.055.665	2.329.203	11.916
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0,03	10	8	0
Punti di emergenza	1	2	2	0
Illuminazione pubblica	4.222	281.640	32.881	68
Altri usi	65.942	6.774.013	2.296.312	11.848
Media tensione	94.660	100.674	100.351	7.277
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	119	30	30	0
Punti di emergenza	394	237	237	0
Illuminazione pubblica	266	926	910	1
Altri usi	93.882	99.481	99.174	7.276
Alta e altissima tensione	37.866	935	934	720
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.957	308	308	0
Punti di emergenza	8	14	14	0
Altri usi	32.902	613	612	720
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	202.692	7.157.274	2.430.488	19.913

(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).

(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.

Il dettaglio dei clienti non domestici altri usi, allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.20), mostra che il 46,4% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5,4%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,4%) 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 25% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,4% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per questo segmento della distribuzione sono quelle che vanno da 6 a 30 kW: considerate insieme rappresentano il 27,6% dei punti e il 46,6% dei prelievi. Ovviamente, la maggiore quota di clienti con misuratore elettronico orario programmato si osserva per l'ultima classe di potenza, quella che include i punti con oltre 50 kW di potenza installata, dove il misuratore è installato nel 93% dei casi. Il contatore elettronico è comunque presente in più di metà dei clienti con potenza da 42 a 50 kW e nel 43% dei clienti con potenza da 30 a 42 kW.

TAV. 2.20 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici (altri usi) allacciati in bassa tensione nel 2021 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5kW	821	1.388.843	591	540.784
Da 1,5 kW a 3 kW	2.763	1.753.979	1.575	628.117
Da 3 kW a 4,5 kW	1.355	375.591	3.608	123.500
Da 4,5 kW a 6 kW	5.014	1.177.030	4.259	357.011
Da 6 kW a 10 kW	7.820	880.015	8.886	246.453
Da 10 kW a 15 kW	9.406	601.393	15.641	161.862
Da 15 kW a 30 kW	13.473	390.156	34.532	99.932
Da 30 kW a 42 kW	5.619	77.641	72.374	33.692
Da 42 kW a 50 kW	3.176	36.151	87.864	18.691
Oltre 50 kW	16.494	93.214	176.952	86.270
TOTALE ALTRI USI IN BT	65.942	6.774.013	9.735	2.296.312

(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.

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 clienti¹³. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2021 Terna ha ricevuto 1.945 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 150 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 952 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 56,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 112 giorni lavorativi.

¹³ 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 Testo integrato per la connessione alle reti (TICA). In particolare, con riferimento all'anno 2021, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti e V-Reti, che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 495 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 28,2 GW. Per solo due di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 46,8 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), ma le medesime STMD non risultano essere state accettate entro la data del 31 dicembre 2021. Conseguentemente, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nell'anno 2021 le imprese distributrici¹⁴ hanno ricevuto poco meno di 143.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 13,5 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 124.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 7,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 51 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 112.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2021, per una potenza totale di poco meno di 4,3 GW.

Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2021, sono state realizzate quasi 63.900 connessioni, corrispondenti a più di 0,6 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 23 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁵;
- 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁶;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Nel 2021 le imprese distributrici che hanno ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione sono state e-distribuzione ed Edyna (quest'ultima per un solo impianto di produzione di potenza pari a 27 MW) con un totale di 348 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di quasi 5,3 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 139 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 49 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 79 di essi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 1,6 GW, sono stati accettati nell'anno 2021; per nessuno di essi, alla data del 31 dicembre 2021, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e, pertanto, nel 2021 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica

14 Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2021 dalle imprese distributrici 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*.

15 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.

16 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.

da connettere alle reti in alta tensione delle imprese distributrici che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.21), i dati raccolti mostrano che nel 2021 sono state effettuate 226.825 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 7,8 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,2 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 14,3 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

TAV. 2.21 *Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento*

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2020	2021	2020	2021
Bassa tensione	181.423	225.322	5,6	6,2
Media tensione	1.159	1.503	16,3	14,3
TOTALE	182.582	226.825	8,1	7,8

(A) Giorni lavorativi. Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche in questo caso, e com'era logico attendersi, i dati evidenziano un numero di richieste in aumento (+24,2%) rispetto al 2020 e anche un miglioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 8,1 a 7,8 giorni. Il dettaglio mostra, però, che l'accorciamento dei tempi si è registrato solo nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 16,3 giorni lavorativi nel 2020, mentre nel 2021 ne sono serviti due in meno. Al contrario, nella bassa tensione l'allacciamento ha richiesto nel 2021 mediamente il 10% di tempo in più del 2020. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2021 ciascun distributore ha effettuato in media 1.705 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (40 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 1.829. Terna, invece, non ha connesso in alta e altissima tensione nessun nuovo cliente passivo.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima, nel Mercato infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, infine, raccoglie le offerte sul 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 alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata tra loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonal, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonal ponderati per il valore degli acquisti zonal, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel corso del 2021, è proseguito il processo di estensione dell'accoppiamento del Mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento dei mercati italiano e sloveno. Alla fine del 2020, erano 22 gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). Il 1° gennaio 2021, la Gran Bretagna ha ritirato la sua adesione allo SDAC in esito alla Brexit, ossia ha "disaccoppiato" il suo Mercato del giorno prima da quelli degli altri 21 stati aderenti. Nel corso del 2021, prima la Cechia, la Slovacchia, l'Ungheria e la Romania¹⁷ (il 17 giugno 2021) e poi la Bulgaria¹⁸ (il 27 ottobre 2021) hanno aderito allo SDAC. Alla fine del 2021, dunque, lo SDAC registrava 26 stati aderenti¹⁹. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Anche per il Mercato infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto, come per l'MGP, un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali, *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 costituiscono il SIDC 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 possa essere allocata anche attraverso aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intra-Day Auction* – CRIDA), qualora richieste dalle singole Autorità nazionali di regolazione. Per l'Italia, con decorrenza dal 21 settembre 2021, il nuovo meccanismo è stato implementato attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), le quali sostituiscono le precedenti 7 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 SIDC²⁰. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni dell'MI le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale.

In seguito all'integrazione dei mercati *spot* (MGP e MI) 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 fare fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di potere continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è

17 La Cechia, la Slovacchia e l'Ungheria hanno accoppiato i loro Mercati del giorno prima l'11 settembre 2012. La Cechia, la Slovacchia, l'Ungheria e la Romania hanno accoppiato i loro Mercati del giorno prima il 19 novembre 2013.

18 La Bulgaria ha accoppiato il suo Mercato del giorno prima a quelli di Cechia, Romania, Slovacchia e Ungheria.

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

20 Tutti i paesi dell'Unione europea (con esclusione della Grecia e della Slovacchia, oltre che di Malta e Cipro) più la Norvegia.

stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento per Terna delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria, ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento, dal 13 gennaio 2021, l'Italia utilizza 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.

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. Esso consiste nella 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), previa 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"²¹.

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 sottoscritti a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)²².

21 Procedura tramite la quale 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.

22 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 (cfr. delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel).

Scambi nel Mercato del giorno prima

Nel 2021, in un contesto economico caratterizzato da una domanda aggregata in crescita e un'offerta che cerca di stabilizzarsi dopo l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia, si è registrato un aumento della quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia, pari a 290,4 TWh (+3,6% rispetto al 2020). In particolare, nei mesi di marzo e aprile, gli scambi hanno evidenziato incrementi compresi tra +9 e +18% rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente. Tale aumento va riferito ai maggiori acquisti nazionali (286,1 TWh; +5,4%), in particolare al Nord (161 TWh; +7%) e al Centro-Sud (50,6 TWh; +15%), solo in parte compensato da minori esportazioni (4,3 TWh; -50%). In calo, invece, sono risultati i volumi offerti nel Sistema Italia (472,4 TWh; -5%), che hanno registrato particolari riduzioni al Centro-Nord (19,3 TWh; -22%), parzialmente compensate da un aumento al Centro-Sud (55,5 TWh; +9%).

Il generale calo delle offerte presentate ha riguardato prevalentemente gli impianti termoelettrici (cicli combinati e impianti a carbone) e idroelettrici, sebbene a tale calo di offerte non si sia associato un corrispondente calo delle vendite. Gli impianti termoelettrici, responsabili per il 60% delle vendite (come nell'anno 2020), hanno registrato aumenti sull'anno precedente che variano da +71% per gli impianti a carbone (8,8 TWh; 6% delle vendite termoelettriche) a +75% per quelli misti a olio combustibile (3,8 TWh; 3% delle vendite termoelettriche), mentre sono risultate in calo dell'1% le vendite degli impianti alimentati a gas naturale (116,8 TWh; 81% delle vendite termoelettriche). Pertanto, nel 2021, queste ultime hanno rappresentato circa il 48% delle vendite totali. È rimasta stabile, invece, la quota percentuale venduta dagli impianti rinnovabili (40%) che hanno registrato cali al Nord (47,3 TWh; -7% sul 2020) e Centro-Nord (9,6 TWh; -12% sul 2020), compensati da aumenti in tutte le altre zone, in particolare al Centro-Sud (12,6 TWh; +35% sul 2020).

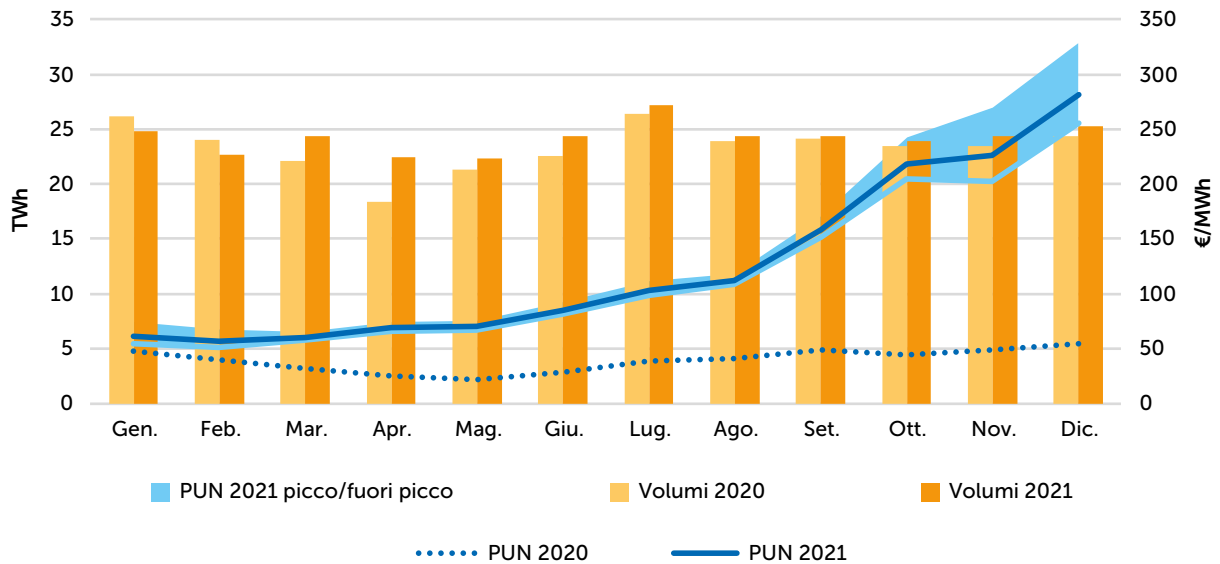
La quota dei volumi scambiati direttamente in borsa è risultata in aumento (221,3 TWh; +5,5%) e ha raggiunto il 76,2% degli scambi totali sull'MGP (+1,3 punti percentuali sul 2020); la significativa crescita della liquidità è stata favorita da un aumento delle importazioni (48 TWh; +14,6%), parzialmente contenuto dal dimezzamento delle esportazioni (4,3 TWh; -50%); si sono ridotti quasi del 2% i volumi di Acquirente unico, pari al 14% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Hanno continuato a perdere quota anche i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (69,1 TWh; -1,7%).

Dopo il minimo storico del 2020 (38,92 €/MWh), il prezzo medio annuale di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2021 ha raggiunto il livello record di 125,46 €/MWh (Fig. 2.7), in netto rialzo rispetto al 2020 (+222%) e in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee (Fig. 2.9). L'aumento è stato sostenuto, oltre che dalla ripresa della domanda elettrica, dalla progressione dei costi di generazione termoelettrica, alimentati da quotazioni record del gas naturale, del carbone e della CO₂. La dinamica del PUN è rimasta omogenea per tutti i gruppi di ore: la media annuale si è attestata a 141,55 €/MWh (+214%) nelle ore di picco, a 121,06 €/MWh (+221%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e a 111,92 €/MWh (+237%) nei giorni festivi. Osservando il profilo giornaliero, è risultato in calo il rapporto tra le ore di picco e quelle fuori picco (1,21; -6%), favorito da una riduzione del differenziale nelle ore serali (-7%) solo parzialmente compensata da un aumento del differenziale nelle ore del mattino (+4%).

A livello zonale (Fig. 2.8), l'aumento dei prezzi è stato caratterizzato da rialzi omogenei nelle varie zone e valori compresi tra 123,46 €/MWh al Sud e 129,02 €/MWh in Sicilia. La Sicilia, in particolare, ha registrato il prezzo zonale più alto per il 15° anno consecutivo. Si è dimezzato il differenziale di prezzo tra la Sicilia e la zona Nord (3,8

€/MWh contro gli oltre 8 €/MWh del 2020), mentre si è invertito il differenziale tra la Sardegna e la zona Nord (-1,6 €/MWh), risultando quest'ultima mediamente più cara.

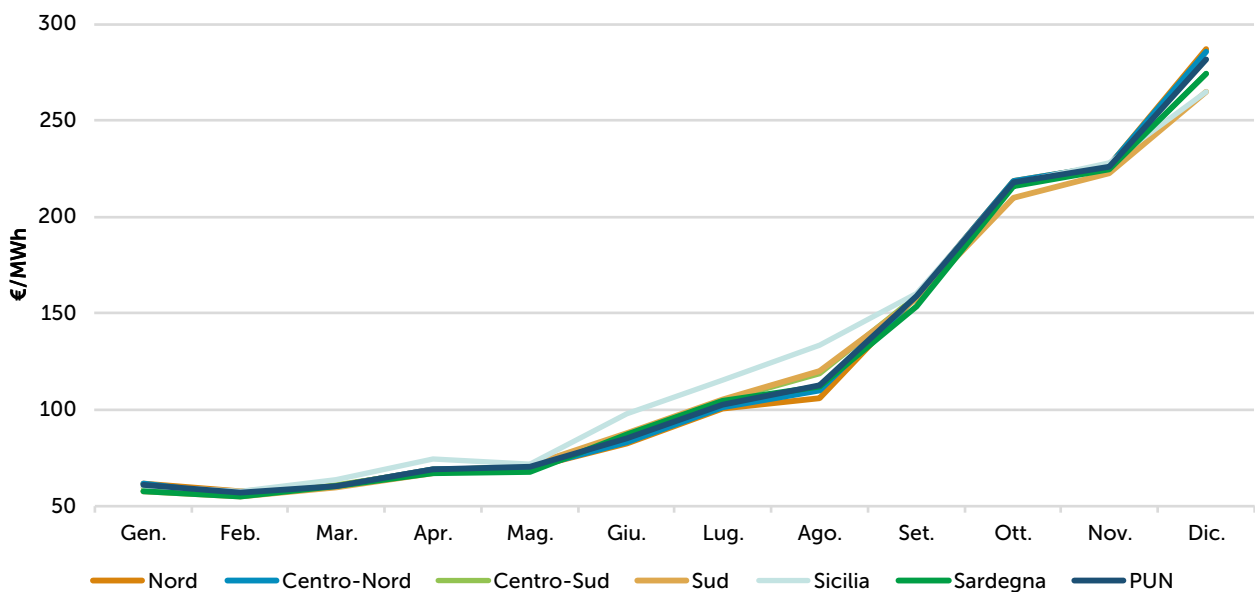
FIG. 2.7 *Andamento mensile del PUN e dei volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia*



Fonte: GME.

Si sono ridotte le negoziazioni sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 504 transazioni (-55% rispetto al 2020), per un totale di 296 GWh (-59%) scambiati, quasi unicamente di profilo *baseload*. Gli scambi si sono concentrati nel primo e nel quarto trimestre dell'anno. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri è rimasto sostanzialmente costante a 0,23 €/MWh, senza particolari variazioni infra-annuali.

FIG. 2.8 *Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2021*

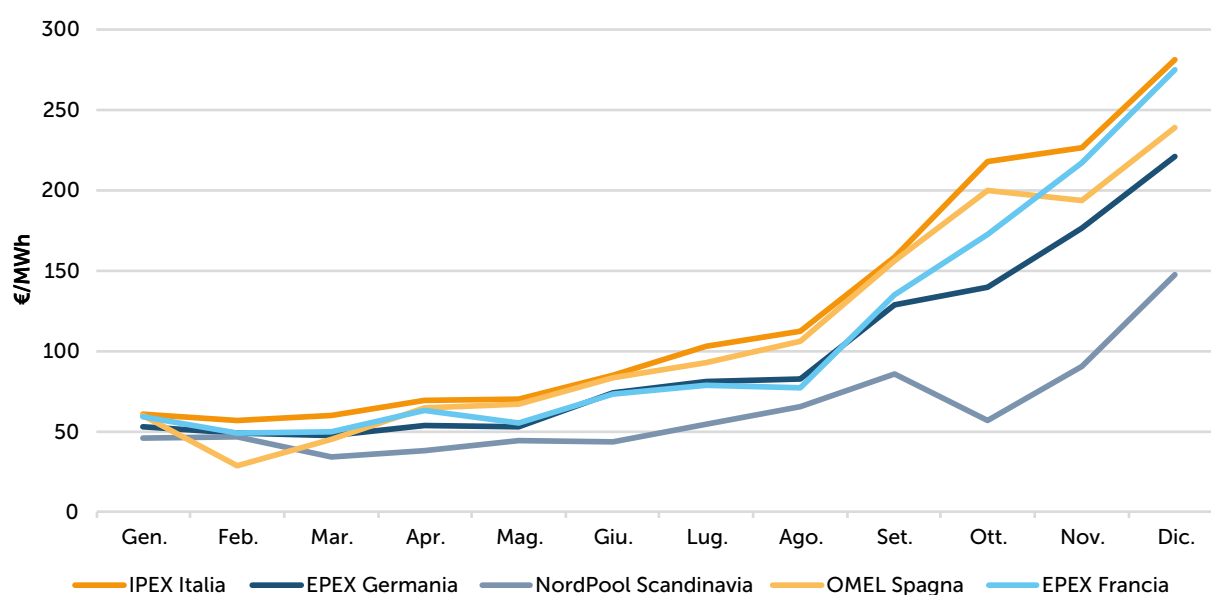


Fonte: GME.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

In un contesto globale di forte rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche le quotazioni dell'energia elettrica negli altri paesi europei hanno segnato incrementi senza precedenti, arrivando a triplicare quelle del 2020 (Fig. 2.9). I prezzi nei Mercati del giorno prima si sono attestati mediamente sui 110 €/MWh in Francia e Spagna e sui 97 €/MWh in Germania. Nonostante i meccanismi di *market coupling* abbiano consentito un'efficiente gestione dei flussi transfrontalieri, si è osservata una riduzione della convergenza di prezzo tra i vari paesi, determinata dalle differenze in termini di costo e disponibilità della capacità dei relativi parchi di generazione. Per Italia, Francia e Germania i prezzi sono stati perfettamente allineati tra loro nel 18% delle ore (-11 punti percentuali rispetto al 2020), mentre il prezzo italiano è risultato più alto di quello francese nel 66% delle ore, di quello austriaco nel 75% delle ore e di quello sloveno nel 52% delle ore. Tale crescita del differenziale tra prezzi italiani ed esteri ha portato a un incremento delle importazioni (48 TWh, +15%) e a un calo delle esportazioni (4,3 TWh, -51%). Inoltre, le esportazioni verso la Grecia (0,5 TWh; -81% rispetto al 2020) hanno risentito dell'indisponibilità del transito per un numero di ore rilevante (circa il 30%).

FIG. 2.9 *Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi baseload)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

Esiti del Mercato infragiornaliero

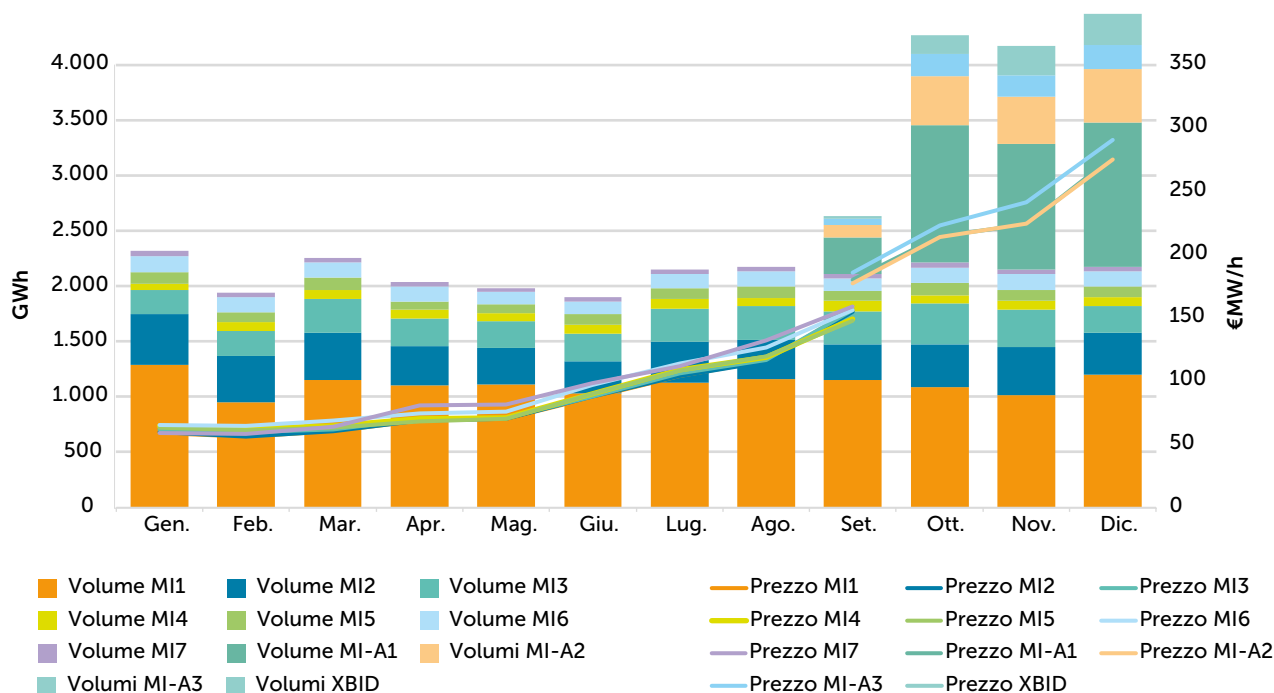
I volumi complessivamente scambiati nel 2021 sul Mercato infragiornaliero (26,0 TWh) hanno evidenziato un aumento rispetto all'anno precedente (+1,1 TWh; +4%), segnalando l'esigenza di un maggiore aggiustamento dei programmi da parte degli operatori. Tale aumento si è verificato interamente nelle prime due sessioni di mercato (17,8 TWh; +1,1 TWh), piuttosto che nelle sessioni successive (8,2 TWh; -0,7 TWh).

Con le modifiche apportate al mercato, a partire dal mese di settembre 2021, si è registrata una concentrazione degli scambi nella prima asta (MI-A1) mentre l'elevata quota di scambi effettuata nella sessione in negoziazione

continua (MI-XBID) con una controparte estera ha evidenziato la raccolta di quote di mercato precedentemente non intercettate.

I prezzi nell'MI si sono attestati su livelli medi mensili in linea con quelli dei corrispondenti valori dell'MGP, evidenziando nel corso del 2021 progressivi rialzi fino a un massimo di 290 €/MWh a dicembre (Fig. 2.10), in concomitanza con il forte rincaro registrato dai prezzi del gas naturale e della CO₂.

FIG. 2.10 *Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2021*



Fonte: GME.

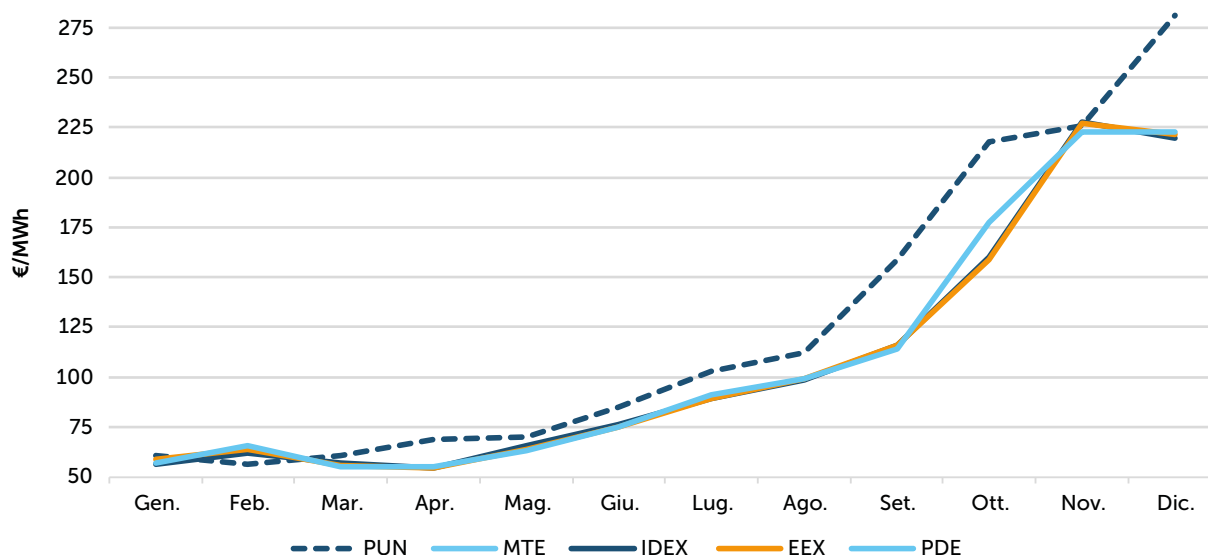
Esiti del Mercato a termine dell'energia elettrica

Sul Mercato a termine dell'energia elettrica (Tav. 2.22), relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2021 si sono registrati soltanto 7 abbinamenti per un totale di 22 GWh, in netto calo rispetto allo scorso anno (-97%), per i soli prodotti mensili (18 MW) e annuali (1 MW), entrambi di profilo *baseload*. Per il settimo anno consecutivo non si registra alcuna transazione bilaterale ai soli fini di *clearing*. Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), si rilevano prezzi compresi tra 55 €/MWh (aprile) e 223 €/MWh (dicembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN (con riferimento al medesimo mese di consegna) ma evidenzia altresì distacchi significativi negli ultimi quattro mesi dell'anno, registrando (rispetto al PUN) differenziali fino a 40-60 €/MWh (Fig. 2.11).

TAV. 2.22 Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2015

DURATA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VAR. 2021/2020	QUOTA
CONTRATTI (MW)	1.004	411	518	391	596	213	19	-91%	50%
Baseload	899	323	449	357	561	174	19	-89%	100%
Peakload	105	88	69	34	35	39	0	-100%	-
VOLUMI (GWh)	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	771	22	-97%	100%
Baseload	5.007	1002	1.335	1.155	1.602	730	22	-97%	100%
Peakload	79	67	21	36	38	41	0	-100%	-

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

FIG. 2.11 Prezzi medi nel 2021 per mese di scadenza del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME e Refinitiv.

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 che hanno anche comportato il cambio di governance nella gestione. Dopo i primi anni, in cui è stata in capo all'Autorità, a partire dal 2013 è assegnata al GSE.

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 sono stati definiti nuovi obblighi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2020 e rimodulato l'obiettivo già definito per il medesimo 2020. Con lo stesso decreto, inoltre, sono state introdotte o modificate alcune disposizioni e regole attuative che erano state definite dal previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018. Nel secondo volume della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati da parte dell'Autorità nel periodo in esame per le materie di propria competenza, tra

cui la delibera 3 agosto 2021, n. 358 che ha determinato il contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati, ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale alle cui reti sono allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre di ogni anno.

Rimandando ai dati pubblicati dal GME per maggiori dettagli, si evidenzia che la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata nel 2021 (sul mercato e tramite accordi bilaterali) è risultata essere pari a circa 3,3 milioni di TEE (Tav. 2.23), in ulteriore calo rispetto all'anno precedente quando ne erano stati scambiati circa 4,2 milioni. La quantità di TEE scambiati è in diminuzione da diversi anni – nel 2019 ne erano stati scambiati circa 5,7 milioni e nel 2018 circa 7,9 milioni – a causa della sempre minore disponibilità di TEE emessi nei confronti dei soggetti volontari. I TEE scambiati sul mercato sono stati circa il 58% del totale (ovvero della somma di questi con i TEE scambiati tramite accordi bilaterali), percentuale confrontabile con quanto riscontrato nel corso del 2020. Circa il 25% dei TEE oggetto di accordi bilaterali, infine, è risultato essere stato scambiato a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario (ai sensi della delibera 14 luglio 2020, n. 270 con cui sono stati definiti i criteri di riconoscimento del contributo tariffario).

La scarsità di TEE rispetto agli obblighi di risparmio energetico definiti dalla normativa ha confermato l'esigenza, anche per l'anno d'obbligo 2020, da parte dei soggetti obbligati, di ricorrere alla possibilità, introdotta dalla normativa, di ottemperare a parte del proprio obiettivo ricorrendo ai TEE non corrispondenti a progetti, così come negli anni d'obbligo precedenti. In particolare, il GSE ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi circa 0,93 milioni di TEE non corrispondenti a progetti, quantità minore dell'anno precedente in valore assoluto e corrispondente a circa il 54% del totale dei TEE attestanti reali risparmi di energia utilizzati per l'anno d'obbligo 2020, ovvero di poco inferiore a quello (60%) registrato alla conclusione dell'anno d'obbligo precedente.

TAV. 2.23 *Esiti della contrattazione dei titoli di efficienza energetica (quantità di TEE e prezzi in €/TEE)*

TIPOLOGIA	2020		2021	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	2.346.464	262,26	1.930.703	267,40
Bilaterali	1.856.375	239,86	1.411.314	242,63
TOTALE	4.202.839	252,37	3.342.017	256,94

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.24 riporta il numero di operatori presenti²³ nelle quattro articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele graduali, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

²³ Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o per un periodo più limitato) di riferimento dell'Indagine.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2021 sono risultati 855: 112 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali, 3 nella salvaguardia e 804 nel mercato libero. Il totale di 855, naturalmente, non è equivalente alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 592, cioè il 74% delle presenti nel mercato, comunicando in 55 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 43 società vendono energia sia nel mercato libero sia in quello tutelato, che le 3 imprese che operano nella salvaguardia e le 4 imprese che operano nel servizio a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela e/o nel servizio di salvaguardia (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 602.

TAV. 2.24 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2021

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	112	111	-
Servizio a tutele graduali	4	4	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	804	592	55
TOTALE	855	657	55

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nell'anno di Indagine, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 i venditori presenti erano pari a 119 nella maggior tutela, a 3 nella salvaguardia e a 564 nel mercato libero (di cui 43 inattivi). Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di sette unità rispetto al 2020, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Al contrario, il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece nuovamente aumentato di 16 unità. Il *trend* di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008 (si vedano anche la tavola 2.45 e la figura 2.23).

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2021 (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete), 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 dell'84% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2021²⁴, 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.

La ripresa economica, resa possibile dalla massiccia campagna vaccinale che ha attenuato le misure restrittive imposte nel 2020 per contrastare l'epidemia da Covid-19, ha riportato in crescita i consumi di energia elettrica: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 253 TWh a circa 37 milioni di clienti

²⁴ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.25 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola.

(Tav. 2.25). Rispetto al 2020 il consumo totale di energia elettrica è aumentato quasi del 5%, mentre i punti di prelievo sono lievemente diminuiti.

L'incremento dei consumi non domestici è stato significativo per la ripresa delle attività del settore industriale e più ancora delle costruzioni, mentre il recupero del terziario è rimasto limitato dall'andamento comunque elevato dei contagi in corso d'anno. Ma anche i consumi del settore domestico, complice la permanenza nelle abitazioni anche per il diffondersi del lavoro svolto in modalità remota e un'estate più calda del 2020 che ha spinto l'uso dei condizionatori, hanno registrato una discreta crescita. I punti di prelievo del settore domestico sono rimasti sostanzialmente invariati (+0,2%), mentre quelli del settore non domestico sono diminuiti (-2%), come già lo scorso anno.

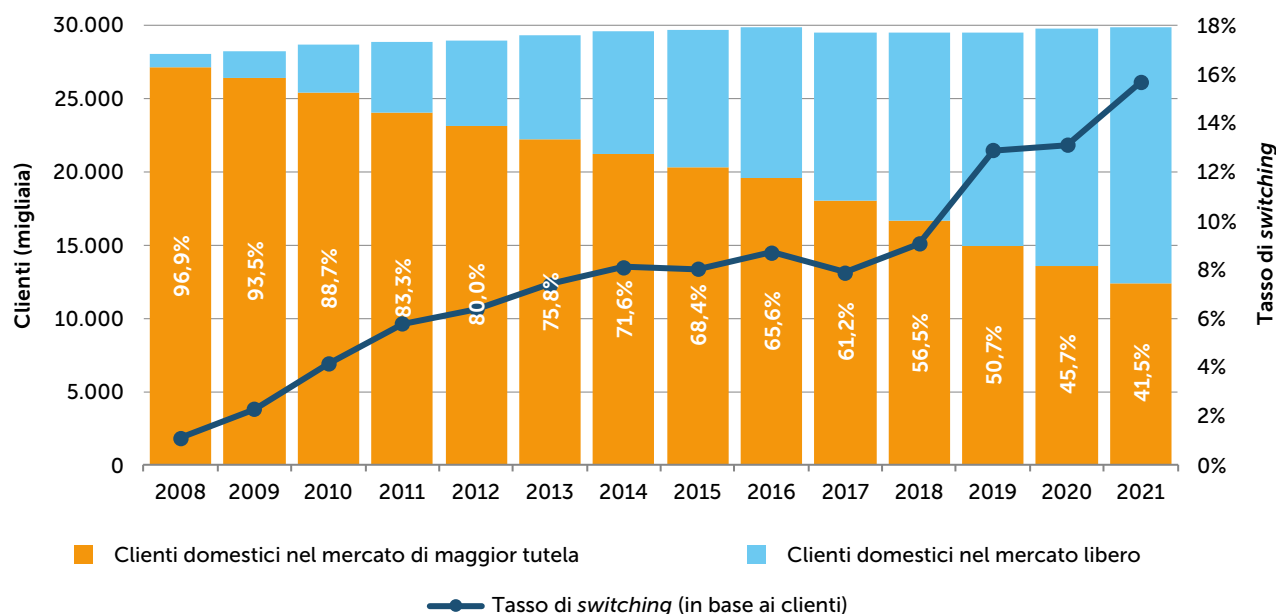
TAV. 2.25 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	35.459	28.258	-20,3%	15.923	14.199	-10,8%
Domestico	25.684	23.860	-7,1%	13.622	12.397	-9,0%
Non domestico	9.774	4.398	-55,0%	2.300	1.802	-21,7%
Servizio a tutele graduali	-	4.599	-	-	226	-
Servizio di salvaguardia	3.065	3.293	7,4%	70	77	9,7%
Mercato libero	202.444	216.493	6,9%	20.982	22.431	6,9%
Domestico	34.117	36.864	8,1%	16.178	17.462	7,9%
Non domestico	168.327	179.628	6,7%	4.804	4.969	3,4%
MERCATO FINALE	240.968	252.642	4,8%	36.975	36.933	-0,1%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 60,7 TWh contro i 59,8 TWh del 2020, registrando quindi un aumento dell'1,5%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 181,2 a 191,9 TWh, mettendo a segno un aumento del 5,9%, insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2021, il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,9 milioni, di cui 12,4 milioni serviti in maggior tutela e 17,5 milioni nel mercato libero: è proseguito quindi il sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela, cominciato nel 2020 (Fig. 2.12). I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 58,5%, contro il 54,3% del 2020. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2021, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 60,7% dal 57,1% dell'anno precedente. La transizione al mercato libero è comunque un processo che richiede tempo: a quattordici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora una porzione rilevante, pari al 41,5% del totale.

FIG. 2.12 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.925 kWh/anno contro 2.111 kWh/anno. Questo differenziale si sta riducendo nel tempo, perché nelle prime fasi dell'apertura del mercato i primi consumatori domestici a spostarsi nel libero sono stati quelli caratterizzati da ampi consumi, mentre via via che il passaggio al libero si completa si spostano anche le famiglie con i consumi più contenuti. Nel 2021 il divario si è ridotto da 223 kWh a 186 kWh.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese²⁵ e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW²⁶, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021; pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2021 comprendono ancora quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione per i quali la tutela di prezzo è tuttora consentita, vale a dire quelli delle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli di queste micro-imprese, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'11,2% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 38,4% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (quelle con potenza impegnata superiore a 15 kW), che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero, vengono rifornite nell'ambito del servizio a tutele graduali da un venditore selezionato con gara secondo quanto definito da ARERA (si veda oltre)²⁷. Nel 2021 il servizio ha servito 226.000 punti di prelievo, pari allo 0,6% di tutti i clienti del mercato elettrico, cui ha fornito 4,6 TWh, cioè l'1,8% dell'energia venduta nel mercato totale.

²⁵ Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

²⁶ Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

²⁷ Più precisamente, fino al 30 giugno 2021 e nelle more della conclusione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di tutela graduale, questi clienti sono stati assegnati al medesimo fornitore del servizio di maggior tutela con il quale avevano l'utenza attiva.

Con 216,5 TWh venduti, nel 2021 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'85,7% (60,7% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia è rimasta invariata all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo). In un mercato finale che complessivamente è cresciuto di 11,7 TWh rispetto al 2020, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 7,2 TWh (-20%), il mercato libero ha guadagnato 14 TWh rispetto all'anno precedente (+6,9%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 227 GWh (+7,4%).

Il numero dei consumatori complessivo è diminuito nel 2021 di 83.000 unità portandosi a 36,9 milioni: la maggior tutela ha perso circa 1,7 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia sono aumentati di circa 7.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 1,4 milioni rispetto al 2020.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.26), si osserva che anche nel 2021 il 51% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 38% a clienti connessi in media tensione e l'11% 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 0,003% in alta o altissima tensione. Queste quote sono molto stabili nel tempo.

TAV. 2.26 *Vendite finali di energia elettrica nel 2021 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI					
Bassa tensione	28.258	4.599	1.254	94.885	128.997
Domestico	23.860	-	-	36.864	60.724
Non domestico	4.398	4.599	1.254	58.021	68.272
Media tensione	-	-	1.872	94.040	95.912
Alta/altissima tensione	-	-	167	27.567	27.734
TOTALE	28.258	4.599	3.293	216.493	252.642
PUNTI DI PRELIEVO					
Bassa tensione	14.199	226	72	22.331	36.828
Domestico	12.397	-	-	17.462	29.859
Non domestico	1.802	226	72	4.870	6.970
Media tensione	-	-	5	99	103
Alta/altissima tensione	-	-	0,002	1,1	1,1
TOTALE	14.199	226	77	22.431	36.933

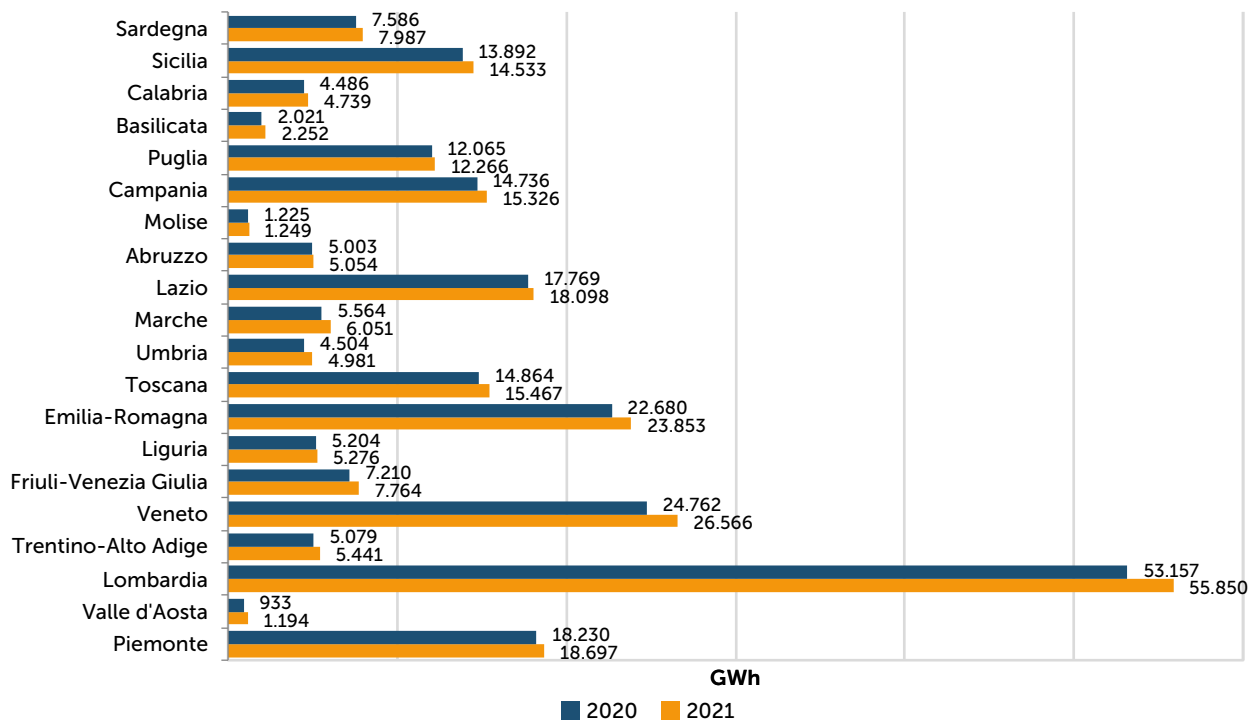
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile, specie nell'anno in esame, per l'ingresso del servizio a tutele graduali: nel 2021 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 22% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 4% nel servizio a tutele graduali, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e il 74% nel mercato libero; le stesse quote nel 2020 vedevano un maggiore peso della maggior tutela (era 29%), che è diminuito, ovviamente, a favore delle tutele graduali, ma anche del mercato libero (la cui quota era al 71%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 6% (contro il 15% del 2020) dell'energia

nel mercato di maggior tutela, il 7% nel servizio a tutele graduali, il 2% (come nel 2020) in salvaguardia e l'85% nel mercato libero (83% nel 2020). Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti in maggior tutela o nelle tutele graduali. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (2%) è più che tripla rispetto a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (0,6%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,4%), che fornisce anche il 98% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

Nessun mutamento particolarmente eclatante emerge nei consumi del 2021 sotto il profilo geografico (Fig. 2.13): l'ordinamento delle regioni per quantità di consumo resta lo stesso, seppure tutte a un livello superiore, visto che i consumi sono saliti ovunque. La Lombardia è sempre la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. Gli aumenti più consistenti in termini assoluti si sono registrati proporzionalmente alle quote: in Lombardia, dove i consumi sono cresciuti di 2,7 TWh, in Veneto (+1,8 TWh), in Emilia-Romagna (+1,2 TWh) e in Campania (+0,6 TWh). In termini percentuali, i maggiori incrementi si sono registrati in Valle d'Aosta (28%), in Basilicata e Umbria (11%), oltre che nelle Marche (9%).

FIG. 2.13 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione

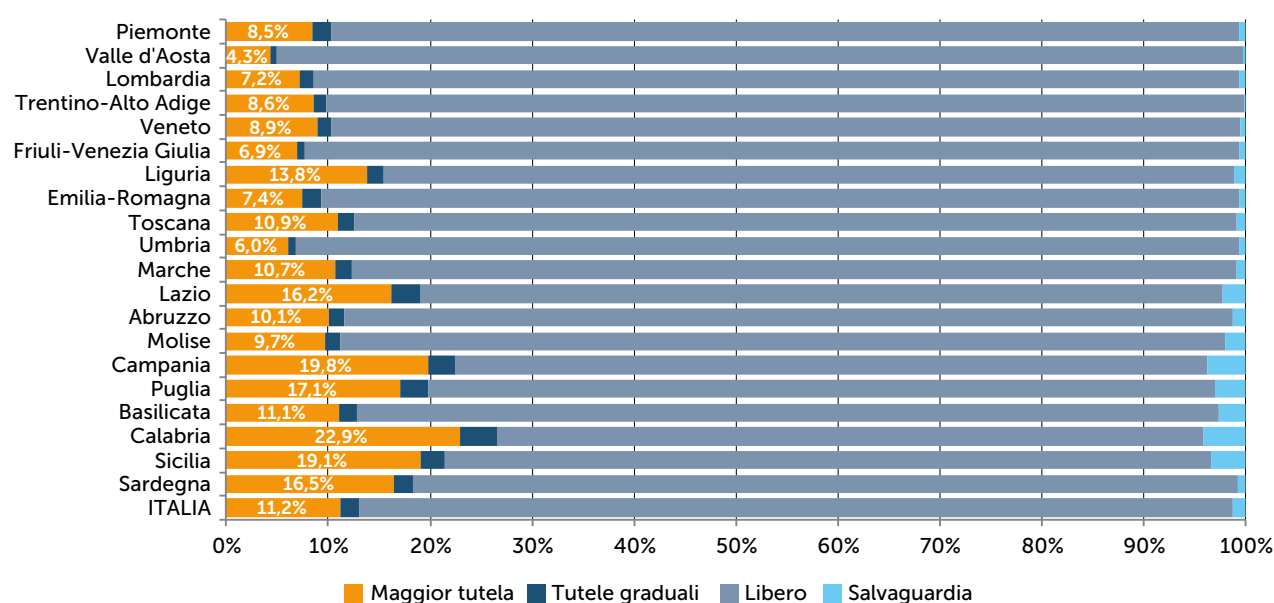


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei quattro mercati a livello territoriale (Fig. 2.14) mostra una quota del mercato libero, naturalmente, ormai largamente preponderante pressoché ovunque, ma restano i consueti divari regionali: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele graduali e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale (pari all'11,2% nella maggior tutela, all'1,8% nelle tutele graduali, all'1,3% nella salvaguardia e all'85,7% nel mercato libero).

In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (più di cinque punti percentuali sopra la media nazionale). Le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2021 sono 13 mentre nel 2020 erano 11. La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari al 69%, seppure anch'essa in costante crescita. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Campania (74%), Sicilia (75%) e Puglia (77%). Quasi le stesse cinque regioni sono anche quelle in cui si sono osservate le più alte percentuali di energia fornita nell'ambito del nuovo servizio a tutele graduali. Fa eccezione il Lazio, dove la quota delle tutele graduali è la seconda più elevata (2,8%) dopo la Calabria (3,7%). Seguono Puglia e Campania, entrambe con il 2,7%.

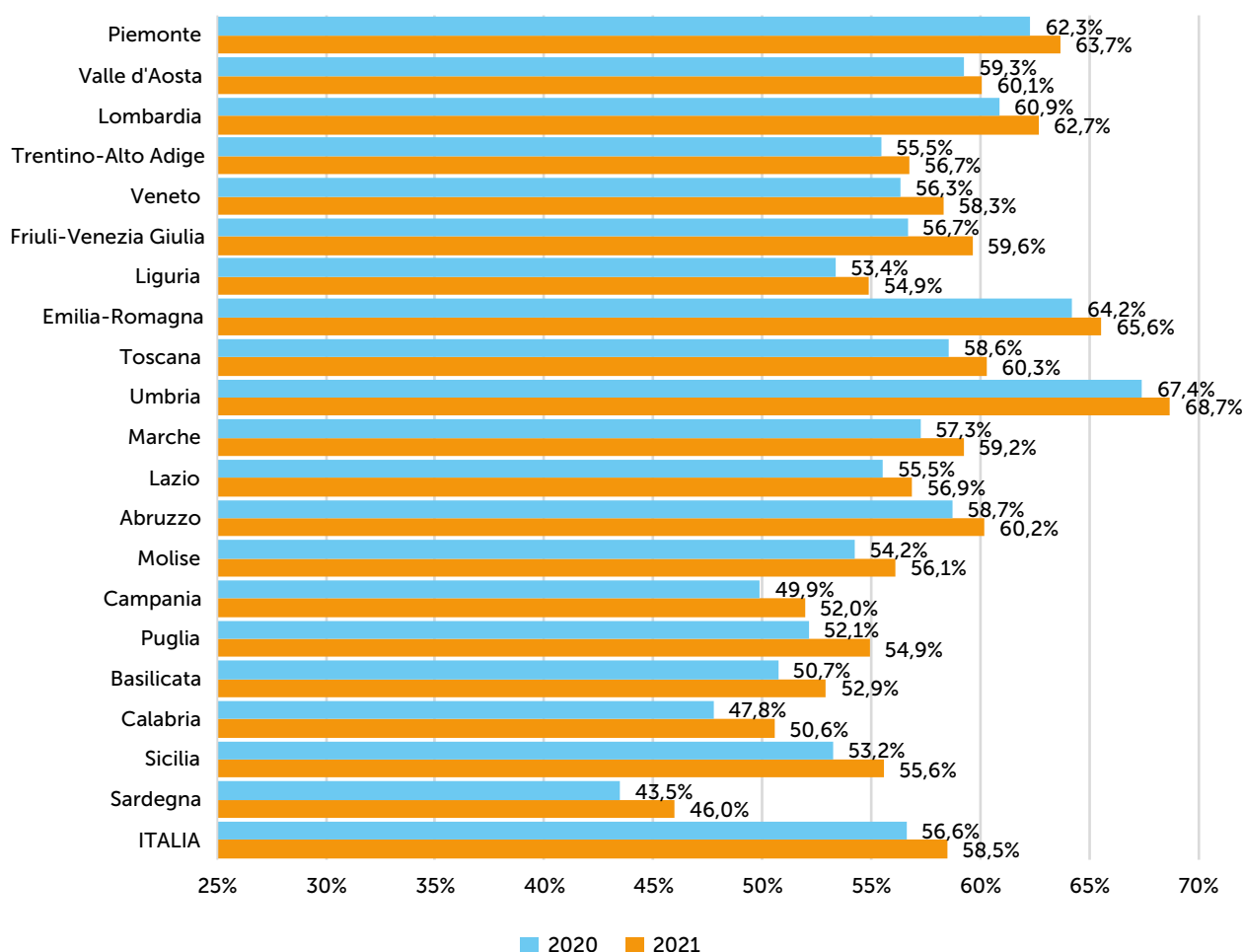
FIG. 2.14 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2021



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è, infine, osservare la diffusione del mercato libero nell'ambito della clientela domestica delle diverse regioni (Fig. 2.15). La quota, calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel mercato libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna regione, evidenzia notevoli incrementi negli ultimi anni, in corrispondenza di tassi di *switching* rilevanti in tutto il territorio nazionale. Nel 2021 la Sardegna è rimasta l'unica regione in cui la quota delle famiglie che acquistano l'elettricità nel mercato libero non raggiunge il 50%, essendo pari al 46%; in tutte le altre regioni, più della metà delle famiglie compra elettricità nel mercato libero. L'espansione del mercato libero è stata piuttosto veloce: nel 2018 erano soltanto due le regioni in cui più di metà dei punti di prelievo domestici era servita nel mercato libero, nel 2019 sono diventate 10 e nel 2020 sono salite a 17. In Umbria e in Emilia-Romagna, le due regioni in cui la quota dei punti domestici nel mercato libero era superiore al 50% già nel 2018, la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero ha raggiunto nel 2021 il 68,7%, restando la più alta d'Italia.

FIG. 2.15 Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2021 (Tav. 2.27) presenta diversi cambi di posizione, anche in quelle più elevate.

TAV. 2.27 Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2021 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	36.758	23.311	21.316	5.743	87.128	34,5%	1°
A2A	1.984	4.452	8.401	1.104	15.941	6,3%	3°
Edison	1.274	2.526	5.995	3.511	13.305	5,3%	2°
Axpo Group	296	2.384	5.991	3.871	12.541	5,0%	5°
Hera	2.074	3.625	5.295	251	11.245	4,5%	4°
Eni	4.539	1.019	4.190	857	10.606	4,2%	6°
Acea	1.979	2.058	3.397	361	7.794	3,1%	7°
Engie	471	171	2.242	4.408	7.292	2,9%	11°

(segue)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
		BT	MT	AT/AAT			
Duferco	137	1.108	1.629	4.003	6.878	2,7%	9°
Alperia	389	985	4.427	540	6.341	2,5%	10°
E.On	657	1.753	3.299	199	5.907	2,3%	8°
Egea	180	1.188	3.707	238	5.313	2,1%	14°
Iren	1.591	1.552	1.637	296	5.077	2,0%	12°
Repower Ag	0	2.165	2.053	55	4.274	1,7%	15°
Dolomiti Energia	735	1.412	1.450	11	3.609	1,4%	16°
Agsm Aim	559	1.550	1.385	98	3.591	1,4%	-
Nova Coop	28	769	1.883	41	2.722	1,1%	18°
Sorgenja	450	1.175	1.009	46	2.681	1,1%	17°
Alpiq	0	44	1.857	292	2.194	0,9%	21°
Iberdrola	540	452	1.046	3	2.041	0,8%	23°
Altri operatori	6.082	14.572	13.703	1.806	36.163	14,3%	-
TOTALE OPERATORI	60.724	68.272	95.912	27.734	252.642	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante nell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota in lieve riduzione da qualche anno: nel 2021 è scesa al 34,5% (era al 35,6% nel 2020) a causa di un incremento delle vendite complessivo relativamente modesto, pari all'1,6%. Tale variazione è frutto, a sua volta, di andamenti differenziati nei vari segmenti di mercato, dove a fronte di crescite molto positive nelle vendite ai clienti in media tensione (9,4%) e in alta tensione (24,3%), risultano invece riduzioni di quelle ai domestici (-3%) e ai non domestici in bassa tensione (-1,8%). Queste variazioni negative hanno lievemente ridotto la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, che è rimasta comunque elevata: il 46,6% di questo mercato è infatti servito da Enel, contro il 49,6% del 2020. Pertanto, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali – con l'eccezione dei non domestici in alta tensione – la sua quota è anche largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota del 6,3% nel 2021 è salito al secondo posto della classifica complessiva, dove tradizionalmente si collocava il gruppo Edison, il gruppo A2A, guadagnando una posizione rispetto al 2020. Le vendite del gruppo A2A sono cresciute in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in bassa tensione (1 TWh in più rispetto al 2020, +32%) e in media tensione (+1,3 TWh, +18,7%). Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+3,8%), pertanto nel segmento del *mass market* è passato in seconda posizione (con una quota del 5%), superando i gruppi Hera ed Eni che lo scorso anno erano in seconda e in terza posizione.

In terza posizione è quindi sceso il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,3% del mercato totale (5,9% nel 2020), a causa di una riduzione complessiva delle vendite del 6,1%. Le maggiori quantità di energia vendute ai clienti domestici e non domestici in bassa tensione, 388 GWh in più del 2020, non sono bastate infatti a compensare le minori quantità vendute ai clienti non domestici in media e in alta tensione (-1,3 TWh).

Ha guadagnato una posizione nella classifica generale, salendo al quarto posto con una quota del 5%, anche il gruppo Axpo, le cui vendite sono complessivamente aumentate di 1,6 TWh, soprattutto nel *mass market* (+841 GWh rispetto al 2020), ma anche tra i clienti non domestici in media e in alta tensione (cresciute, rispettivamente, del 4,5% e del 13,4% rispetto al 2020).

Il gruppo Hera è quindi sceso al quinto posto con una quota del mercato complessivo nel 2021 del 4,5% (era al 5,1% nel 2020), a causa di vendite complessive in diminuzione rispetto al 2020 (-8,6%); le vendite del gruppo tra i domestici e i non domestici in bassa tensione sono lievemente cresciute (rispettivamente del 5,8% e del 2,3%), ma, al contrario, sono nettamente diminuite quelle tra i clienti non domestici in media tensione (-17%) e più ancora quelle tra i clienti non domestici in alta tensione (-37%).

Il gruppo Eni ha mantenuto la sesta posizione con una quota del 4,2%, sostanzialmente invariata rispetto al 4,3% dello scorso anno, grazie a tassi di crescita positivi in tutti i segmenti del mercato, mediamente intorno al 3,5%. Anche il gruppo Acea è rimasto in settima posizione, come lo scorso anno, sebbene con una quota in aumento dal 2,7% al 3,1%, dovuta a un incremento delle vendite complessive del 18% rispetto al 2020.

Nelle posizioni più basse della classifica²⁸ hanno guadagnato terreno diversi gruppi, da segnalare in particolare l'ottavo posto di Engie, che era all'undicesimo nel 2020, e il sedicesimo posto del nuovo gruppo Agsm Aim, nato dalla fusione di Agsm Verona e Aim Vicenza (nel 2020 il gruppo Agsm Verona era al ventesimo posto). All'opposto, si osservano in discesa i gruppi E.On, Iren e Sorgenia, ma solo il primo ha registrato un calo nelle vendite complessive del 2021.

Nonostante i movimenti della classifica appena commentati, nel 2021 il livello di concentrazione del mercato totale non è sostanzialmente mutato, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 46,1% delle vendite complessive, mentre era al 46,9% nel 2020. L'indice HHI è sceso a 1.379 da 1.446 registrato nel 2020, allontanandosi ancora un poco dalla prima soglia di attenzione di 1.500. 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). Il numero dei gruppi societari che occorre per superare il 75% delle vendite complessive è diminuito a 12 mentre nel 2020 era pari a 13.

Nel 2021 la concentrazione del mercato domestico è diminuita, restando comunque molto elevata: il C3 è sceso dal 73,9% al 71,4%, il C5 è diminuito dall'80,4% al 78%, e l'HHI è passato da 4.115 a 3.773. Come già in parte accennato, il 60,5% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (63,4% nel 2020), con una quota del 7,5%, il secondo gruppo è Eni, mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi Hera (3,4%), A2A e Acea, entrambi con una quota del 3,3%.

Un andamento migliore della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le tre misure hanno registrato significativi progressi: il C3 è sceso al 56% (dal 58,3%), il C5 è diminuito, passando dal 65,5% dello scorso anno al 63,4%, ma soprattutto l'indice HHI è sceso sotto la seconda soglia di attenzione, essendo passato dal valore di

28 Che sono da considerare più incerte a causa del fatto che il gruppo che lo scorso anno era in tredicesima posizione quest'anno non ha partecipato all'Indagine annuale, nonché del fatto che le differenze nelle quantità vendute tra un gruppo e l'altro sono molto ridotte.

2.561 al valore di 2.282. Il primo operatore, come detto, è Enel con il 46,6%, seguito da A2A con il 5%, Hera con il 4,4%, Eni (4,3%) e Acea (3,1%). Da notare che nel 2020 il gruppo A2A era in quarta posizione.

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 34,1% (in discesa rispetto al 36,8% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 6,5% del secondo, che è divenuto il gruppo A2A (in terza posizione nel 2020). Seguono Hera con il 5,3%, Edison con il 3,7% e Axpo Group con il 3,5%. L'indice HHI è diminuito a 1.327 da 1.492.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 22,2%, i gruppi inseguitori sono tutti piuttosto vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con l'8,8%, Edison con il 6,3%, Axpo Group con il 6,2% ed Hera con il 5,5%. L'indice HHI, molto basso, è lievemente salito da 756 a 796.

Le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nel quale la predominanza del gruppo Enel è decisamente meno netta: qui la quota dell'*incumbent* è solo del 20,7%, ma in aumento (era al 18,6% nel 2020), e la distanza con i gruppi successivi è abbastanza modesta, ma si sta ampliando. Al secondo posto, infatti, si trova Engie con il 15,9% (era al quinto posto nel 2020), al terzo posto si trova Duferco con il 14,4% (era al quarto posto nel 2020), al quarto posto Axpo Group con il 14% e al quinto Edison con il 12,7% (nel 2020 era al secondo posto). L'indice HHI segnala un aumento di concentrazione da 1.092 a 1.286.

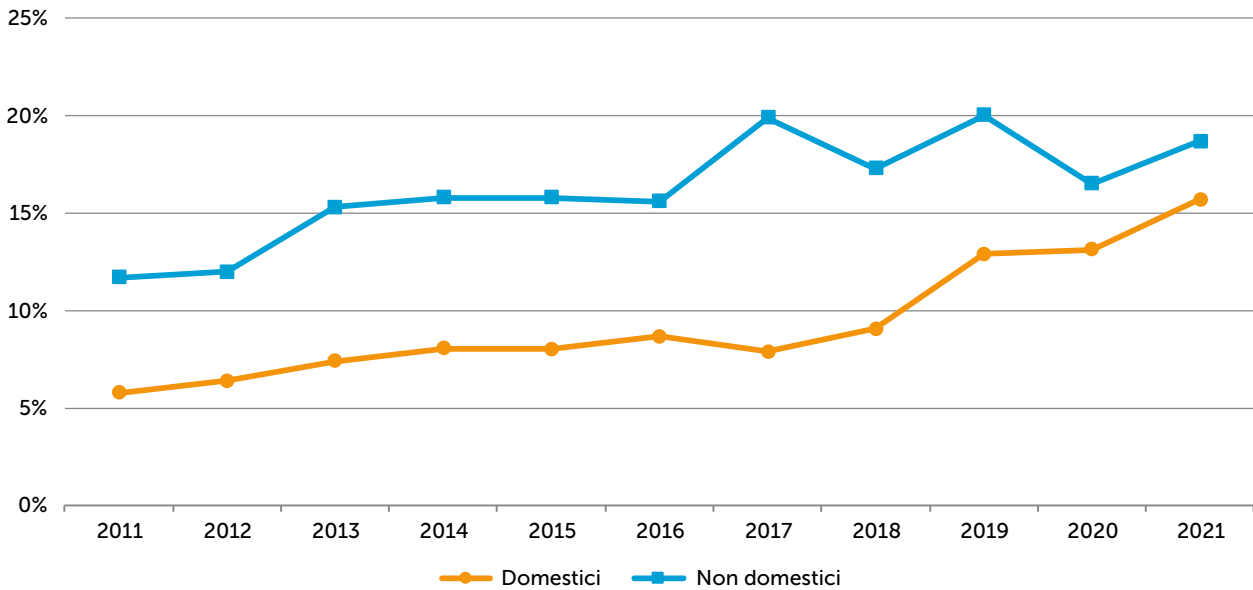
Anche nel 2021 l'analisi dell'attività di *switching* nel mercato finale è avvenuta elaborando i dati raccolti presso i distributori di energia elettrica e quelli provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base di tali fonti, risulta che nel 2021 lo *switching* delle famiglie è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi (Tav. 2.28), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 15,7% dei clienti domestici – circa 4,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 17,9% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 13,1% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2020 corrispondevano al 14,2% dell'energia prelevata.

TAV. 2.28 Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2020		2021	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	14,2%	13,1%	17,9%	15,7%
Non domestico:	17,6%	16,5%	22,4%	18,7%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	18,4%	16,5%	29,4%	18,7%
- media tensione	18,8%	16,4%	20,5%	19,4%
- alta e altissima tensione	12,8%	23,0%	13,8%	26,1%
TOTALE	16,8%	13,8%	21,3%	16,2%

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

FIG. 2.16 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011



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

Negli ultimi anni, l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a un *trend* più modesto evidenziato sino al 2018 (Fig. 2.16); ciò può essere stato stimolato dalle aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, ora attesa entro gennaio 2024²⁹. Non v'è dubbio, infatti, che gli annunci (e i rinvii) sul fronte della fine del servizio di tutela, che si sono susseguiti numerosi, possono avere creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero. Inoltre, dalla seconda metà del 2021 i prezzi sono andati via via crescendo in misura straordinaria: in un contesto di prezzi in forte aumento, la ricerca di condizioni economiche più favorevoli tende a spingere i cambi di fornitore.

L'esclusione dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato: 18,7% in termini di clienti e quasi il 30% in termini di volumi. Più in generale, occorre sottolineare che il 2021 è stato un anno di ripresa economica, grazie all'uscita dalla fase iniziale e più dura della pandemia, il che ha fatto aumentare la domanda di energia, cosa che di per sé costituisce uno stimolo alla ricerca di nuove e più favorevoli condizioni di fornitura. I forti aumenti dei prezzi delle materie prime internazionali che hanno fatto rincarare in modo straordinario i prezzi dell'energia elettrica e del gas anche in Italia, seppure a partire dalla seconda metà dell'anno, sono ovviamente da considerare, ancor più per i clienti non domestici che per le famiglie, quale stimolo all'attività di *switching*. Infatti, nel corso del 2021, anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un significativo tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 19,4% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 20,5%) e il 26,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 14%. Complessivamente, nel 2021 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,3 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 43,2 TWh, che corrispondono al 21,3% dei volumi acquistati dai non domestici.

²⁹ La legge 29 dicembre 2021, n. 233 ha fissato la data (10 gennaio 2024) entro la quale dovrà essere svolta la procedura competitiva tra i venditori per assegnare il servizio a tutele graduali per i clienti domestici. Pertanto, come indica la stessa legge, "in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela".

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno a livello regionale (Tav. 2.29), 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 è stato pressoché uniforme nelle varie aree del Paese: 15,6% al Nord e 16,8% sia al Centro, sia al Sud e nelle Isole. In termini di volumi totali, invece, si nota una lieve differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (25%) rispetto a quelle del Centro (22,6%) e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (19,5%). Con la già menzionata eccezione di Trentino e Valle d'Aosta, le differenziazioni sono pressoché nulle tra le zone del Paese se si guarda ai cambi di fornitore relativi al segmento domestico, nel quale l'attività di *switching* (in termini sia di punti, sia di volumi) ha assunto quasi ovunque i valori medi. Più differenziata, invece, appare l'attività di *switching* nel caso dei volumi non domestici, dove si riproduce la differenziazione già osservata per il dato complessivo: i volumi di cambio sottesi aumentano scendendo da Nord a Sud. Più uniforme, invece, risulta l'attività misurata in termini di punti, con il Nord al 17% e il Centro e il Sud poco sopra al 20%.

TAV. 2.29 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2021

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	16,9%	19,4%	17,5%	20,3%	17,0%	20,1%
Valle d'Aosta	6,5%	8,8%	9,5%	5,9%	7,1%	6,4%
Lombardia	15,7%	18,1%	17,5%	18,5%	16,0%	18,5%
Trentino-Alto Adige	3,2%	3,4%	7,3%	15,7%	4,1%	13,5%
Veneto	15,6%	17,4%	18,5%	25,1%	16,1%	23,6%
Friuli-Venezia Giulia	16,5%	21,4%	20,0%	17,8%	17,1%	18,3%
Liguria	16,3%	19,2%	16,7%	13,9%	16,4%	15,3%
Emilia-Romagna	15,2%	17,0%	16,6%	21,2%	15,5%	20,3%
Toscana	17,8%	20,6%	22,6%	25,7%	18,8%	24,4%
Umbria	15,7%	17,3%	22,4%	15,4%	17,0%	15,8%
Marche	16,5%	18,7%	22,5%	29,4%	17,8%	26,8%
Lazio	14,6%	16,3%	15,8%	20,4%	14,8%	19,1%
Abruzzo	16,8%	20,0%	27,5%	33,6%	18,6%	30,4%
Molise	16,6%	20,5%	22,4%	25,0%	17,6%	24,0%
Campania	15,3%	17,3%	18,5%	23,6%	15,9%	21,4%
Puglia	18,3%	20,5%	23,4%	31,6%	19,3%	27,8%
Basilicata	15,7%	18,1%	21,6%	29,8%	16,9%	27,2%
Calabria	15,6%	18,5%	19,4%	32,9%	16,2%	26,7%
Sicilia	15,7%	17,6%	18,1%	28,0%	16,1%	23,8%
Sardegna	14,5%	16,1%	22,2%	35,4%	15,9%	29,0%
ITALIA	15,7%	17,9%	18,7%	22,4%	16,2%	21,3%
Nord	15,3%	17,6%	17,0%	20,0%	15,6%	19,5%
Centro	16,1%	18,3%	20,4%	24,2%	16,9%	22,6%
Sud e Isole	16,0%	18,1%	20,1%	28,9%	16,8%	25,0%

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

Servizio di maggior tutela

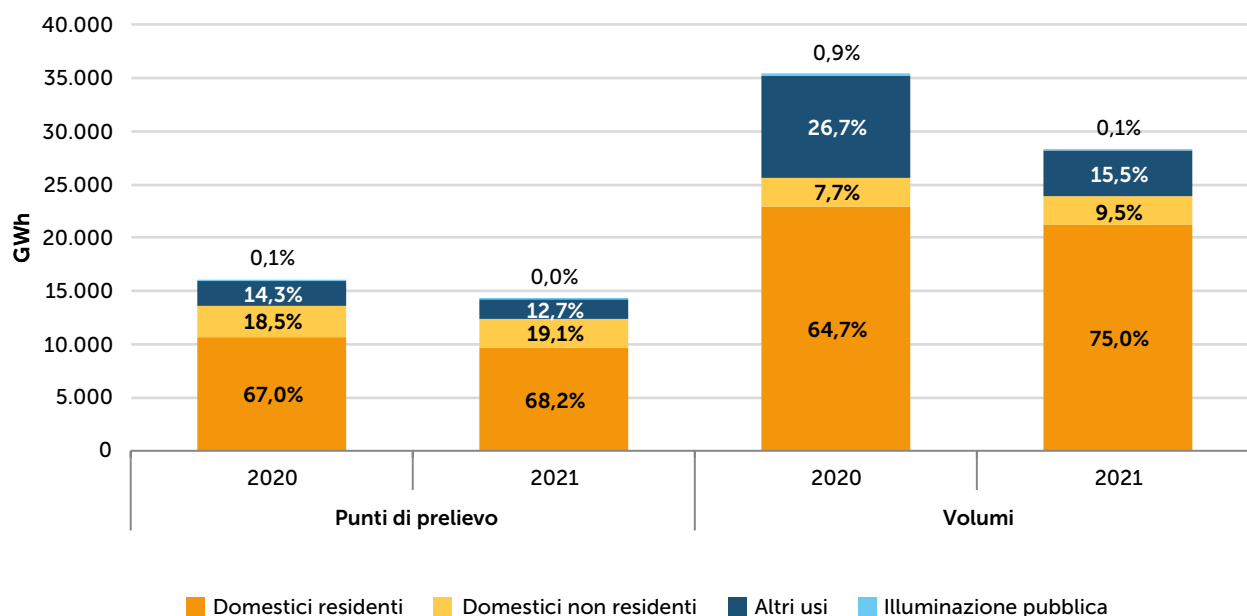
Nel 2021 i consumatori domestici e le micro-imprese³⁰ servite in bassa tensione e con potenza impegnata inferiore a 15 kW che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del servizio di maggior tutela, che è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

TAV. 2.30 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Domestici	25.684	23.860	-7,1%	13.622	12.397	-9,0%
Residenti	22.939	21.187	-7,6%	10.672	9.688	-9,2%
Non residenti	2.745	2.673	-2,6%	2.950	2.708	-8,2%
Non domestici	9.774	4.398	-55,0%	2.300	1.802	-21,7%
Illuminazione pubblica	309	29	-90,7%	18	3	-85,4%
Altri usi	9.465	4.369	-53,8%	2.283	1.799	-21,2%
TOTALE	35.459	28.258	-20,3%	15.923	14.199	-10,8%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.17 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

³⁰ Sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

La normativa³¹ ha previsto il progressivo passaggio dal mercato tutelato a quello libero, prevedendo le date a partire dalle quali il servizio di tutela di prezzo non è più disponibile: per la fornitura di energia elettrica alle piccole imprese³² e alle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW³³, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Per le micro-imprese con potenza inferiore a 15 kW il superamento della tutela di prezzo è fissato al 1° gennaio 2023, mentre per le famiglie è previsto entro il 10 gennaio 2024.

I clienti che perdono il diritto al servizio di maggior tutela senza aver scelto un fornitore del mercato libero vengono assegnati al servizio a tutele gradualistiche che garantisce loro la continuità della fornitura di elettricità (vedi oltre).

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2021 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 28,3 TWh a circa 14,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2020, i consumi sono scesi di 7,2 TWh (-20,3%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-10,8%) (Tav. 2.30).

Anche in forza delle disposizioni normative di cui si è appena detto, il servizio di maggior tutela è in calo da anni. Lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,2 milioni di clienti domestici (-9%) e 0,5 milioni di clienti non domestici (-21,7%): circa la metà di questi ultimi, non avendo più diritto al servizio di maggior tutela, è passata al nuovo servizio a tutele gradualistiche, come evidenziato nel paragrafo dedicato. Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1 milione, -9,2%) è proporzionalmente prossima a quella dei non residenti (0,2 milioni, -8,2%).

Mentre per i clienti domestici vi sono riduzioni simili nel numero di punti serviti (-9%) e nei consumi (-7,1%), per i non domestici la diminuzione delle quantità vendute (-55%) è più che doppia di quella dei punti serviti (-21,7%): tale dato riflette l'uscita dei clienti passati al servizio a tutele gradualistiche che, come sopra esposto, sono le unità produttive di maggiori dimensioni. Risulta quasi completamente svuotato il segmento dell'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione del 90,7% nell'energia venduta e dell'85,4% nel numero di punti serviti, passati quasi interamente al nuovo servizio a tutele gradualistiche. Per quanto sopra illustrato, sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2019, le quote delle varie categorie sul consumo totale. L'84,4% dei volumi (23,9 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era il 72,4% nel 2020), la quale, in termini di numerosità (12,4 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'87,3% del totale (Fig. 2.17). Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 78,2% dei punti di prelievo e l'88,8% dei consumi.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria e la multioraria, che insieme comprendono il 99,1% dei punti di prelievo (Tav. 2.31).

31 Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124.

32 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.

33 Più precisamente, per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

TAV. 2.31 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	275	1,0%	126	0,9%
Bioraria	23.674	83,8%	12.297	86,6%
Multioraria	4.309	15,2%	1.776	12,5%
TOTALE	28.258	100,0%	14.199	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

A quasi tutti i clienti domestici (99,2%) viene applicata la tariffa bioraria (Tav. 2.32), vale a dire la condizione economica per la quale il prezzo varia a seconda della fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,8% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente. Ancora più residuale (0,2%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria, dopo l'uscita dalla maggior tutela dei clienti che non hanno più diritto a tale servizio.

TAV. 2.32 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti	21.187	75,0%	9.688	68,2%
Monoraria	159	0,6%	72	0,5%
Bioraria	21.028	74,4%	9616	67,7%
Domestici non residenti	2.673	9,5%	2.708	19,1%
Monoraria	36	0,1%	31	0,2%
Bioraria	2.637	9,3%	2.677	18,9%
Illuminazione pubblica	29	0,1%	3	0,0%
Monoraria	16	0,1%	1	0,0%
Multioraria	12	0,0%	1	0,0%
Altri usi	4.369	15,5%	1.799	12,7%
Monoraria	63	0,2%	22	0,2%
Bioraria	4297	15,2%	1774	12,5%
Multioraria	9	0,0%	3	0,0%
TOTALE	28.258	100,0%	14.199	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.925 kWh/anno (Tav. 2.33), superiore ai 1.886 kWh registrati nel 2020 (+2,1%), anch'essi lievemente superiori a quelli dell'anno precedente.

Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante (78,2%) è costituita dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 2.187 kWh, in aumento (+1,7%) rispetto ai 2.149 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 987 kWh e anch'esso in aumento, in misura ancora più marcata (+6,1%), rispetto all'anno precedente (930 kWh).

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti, ovvero la categoria più numerosa dei domestici in maggior tutela, la quasi totalità (85,5%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (per lo più seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 71,1% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'84,6% non supera i 1.800 kWh/anno.

TAV. 2.33 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2021 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti	21.187	88,8%	9.688	78,2%	2.187
0-1.000 kWh	999	4,2%	1.931	15,6%	517
1.000-1.800 kWh	3.522	14,8%	2.489	20,1%	1.415
1.800-2.500 kWh	4.362	18,3%	2.036	16,4%	2.142
2.500-3.500 kWh	5.379	22,5%	1.823	14,7%	2.950
3.500-5.000 kWh	4.088	17,1%	998	8,0%	4.098
5.000-15.000 kWh	2.646	11,1%	403	3,3%	6.563
> 15.000 kWh	192	0,8%	8	0,1%	23.907
Domestici non residenti	2.673	11,2%	2.708	21,8%	987
0-1.000 kWh	612	2,6%	1.925	15,5%	318
1.000-1.800 kWh	493	2,1%	366	3,0%	1.347
1.800-2.500 kWh	337	1,4%	159	1,3%	2.123
2.500-3.500 kWh	356	1,5%	121	1,0%	2.945
3.500-5.000 kWh	311	1,3%	75	0,6%	4.133
5.000-15.000 kWh	411	1,7%	57	0,5%	7.259
> 15.000 kWh	152	0,6%	5	0,0%	27.780
TOTALE DOMESTICI	23.860	100%	12.397	100%	1.925

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi unitari dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti per le classi intermedie (da 1.000 a 5.000 kWh – Tav. 2.34).

TAV. 2.34 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2021 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	21.187	9.688	2.187
0-1.000 kWh	999	1.931	517
1.000-1.800 kWh	3.522	2.489	1.415
1.800-2.500 kWh	4.362	2.036	2.142
2.500-3.500 kWh	5.379	1.823	2.950

(segue)

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
3.500-5.000 kWh	4.088	998	4.098
5.000-15.000 kWh	2.646	403	6.563
> 15.000 kWh	192	8	23.907
Bioraria	2.673	2.708	987
0-1.000 kWh	612	1.925	318
1.000-1.800 kWh	493	366	1.347
1.800-2.500 kWh	337	159	2.123
2.500-3.500 kWh	356	121	2.945
3.500-5.000 kWh	311	75	4.133
5.000-15.000 kWh	411	57	7.259
> 15.000 kWh	152	5	27.780
TOTALE	23.860	12.397	1.925

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Vi sono tre classi di consumo in cui i clienti con condizione bioraria presentano consumi *pro capite* inferiori a quelli con tariffa monoraria: si tratta della classe più piccola (fino a 1.000 kWh, differenza -1,4%) e delle due più grandi (da 5.000 a 15.000 kWh, differenza -8,9%; oltre 15.000 kWh, differenza -11,7%).

La tavola 2.35 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

TAV. 2.35 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2021 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.213	658	132	193	1.346	851
Valle d'Aosta	27	14	15	29	42	43
Lombardia	3.166	1.541	298	300	3.465	1.841
Trentino-Alto Adige	300	159	74	77	375	236
Veneto	1.899	805	165	175	2.064	980
Friuli-Venezia Giulia	439	214	39	53	478	268
Liguria	522	311	94	156	616	467
Emilia-Romagna	1.367	628	144	158	1.511	786
Toscana	1.242	587	189	175	1.432	761
Umbria	229	105	30	29	259	134
Marche	504	241	53	65	556	306
Lazio	2.072	946	319	246	2.391	1.193
Abruzzo	376	191	53	96	429	287

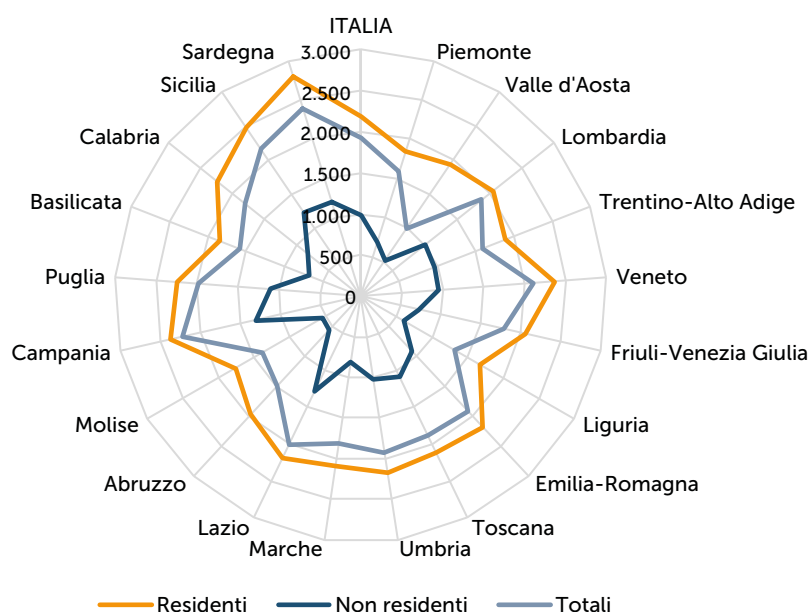
(segue)

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Molise	91	52	12	23	103	75
Campania	2.246	944	206	157	2.452	1.102
Puglia	1.520	676	222	201	1.742	877
Basilicata	189	102	20	30	209	132
Calabria	794	355	125	152	919	507
Sicilia	1.998	805	331	269	2.328	1.073
Sardegna	994	354	149	124	1.142	478
ITALIA	21.187	9.688	2.673	2.708	23.860	12.397

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La Lombardia si conferma la regione più rilevante, in cui è localizzato il 14,8% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (9,6%), la Campania (8,9%), la Sicilia (8,7%), il Veneto (7,9%), la Puglia (7,1%), il Piemonte (6,9%), l'Emilia-Romagna (6,5%) e la Toscana (6,1%). Nove regioni presentano una quota compresa tra il 4,1% e l'1%, mentre il numero di punti di prelievo del Molise e della Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle singole regioni, si osserva che la maggiore vocazione turistica fa sì che Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Trentino-Alto Adige, Molise, Calabria, Sardegna e Sicilia siano le regioni con la quota maggiore di non residenti (tra un terzo e un quarto, tranne la Valle d'Aosta, in cui tale quota raggiunge i due terzi). Al contrario, Veneto, Lombardia e Campania sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 17,8% e il 14,3%.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati tra le regioni, in particolare quelli dei clienti residenti (Fig. 2.18). Il consumo più elevato tra i residenti si registra in Sardegna, dove supera di 618 kWh la media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è la Liguria, dove si acquistano 506 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+295 kWh), la Campania (+191 kWh) e il Veneto (+172 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-427 kWh), il Piemonte (-342 kWh) e la Basilicata (-334 kWh).

FIG. 2.18 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2021 (in kWh/anno)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti del servizio di maggior tutela relativi agli usi non domestici dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), la tavola 2.36 propone la ripartizione per classe di consumo dei volumi dei punti di prelievo (1,8 milioni) e dei volumi (circa 4,4 TWh).

Circa il 40% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'87,3% della platea di tali consumatori. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 7,6% dei punti di prelievo e assorbe il 22% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 94,9% dei clienti non domestici ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.37. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini di punti di prelievo (12%), seguita a breve distanza da Campania (10,7%) e Lazio (10%); queste tre regioni presentano, in termini di volumi acquistati, quote ancora più prossime e comprese tra il 12,1% e il 13,4% del totale nazionale. Immediatamente alle loro spalle la Sicilia con un'incidenza del 10% sia in termini di punti serviti che di volumi. Seguono, a breve distanza, Puglia, Emilia-Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote decrescenti e comprese tra il 9% e il 6% dei punti di prelievo.

TAV. 2.36 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1.745	39,9%	1.571	87,3%	1.111
5-10 MWh	961	22,0%	137	7,6%	7.003
10-15 MWh	558	12,8%	46	2,5%	12.245
15-20 MWh	371	8,5%	21	1,2%	17.332
20-50 MWh	651	14,9%	24	1,3%	27.562

(segue)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
50-100 MWh	58	1,3%	1	0,1%	61.333
100-500 MWh	16	0,4%	0	0,0%	170.871
500-2.000 MWh	7	0,2%	0	0,0%	792.174
2.000-20.000 MWh	2	0,0%	0	0,0%	2.913.274
TOTALE	4.369	100,0%	1.799	100,0%	2.428

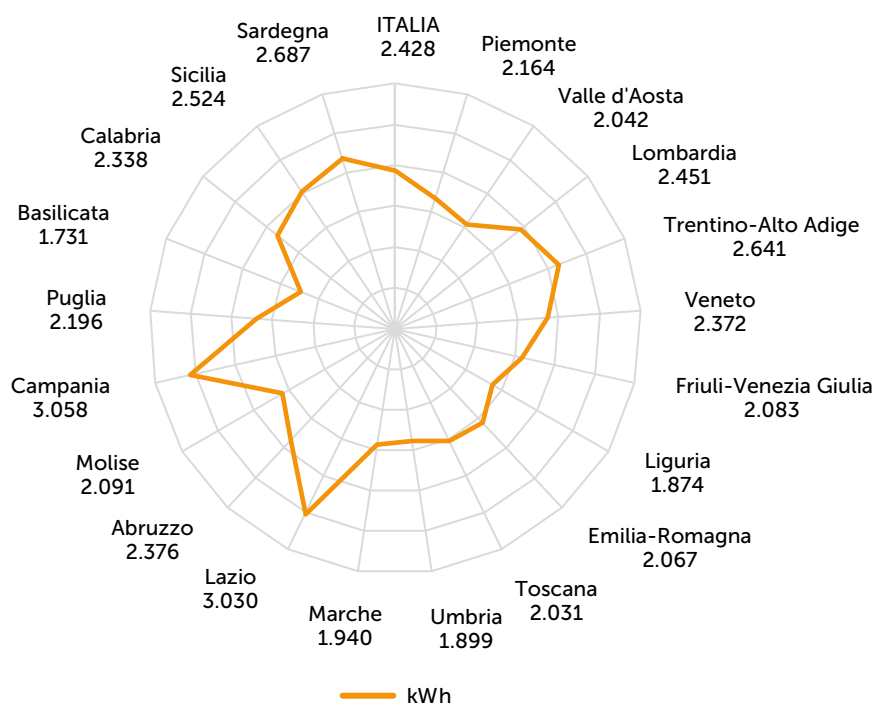
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.37 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	233	108	2.164
Valle d'Aosta	9	4	2.042
Lombardia	530	216	2.451
Trentino-Alto Adige	79	30	2.641
Veneto	296	125	2.372
Friuli-Venezia Giulia	57	27	2.083
Liguria	111	59	1.874
Emilia-Romagna	261	126	2.067
Toscana	254	125	2.031
Umbria	42	22	1.899
Marche	93	48	1.940
Lazio	546	180	3.030
Abruzzo	78	33	2.376
Molise	18	9	2.091
Campania	587	192	3.058
Puglia	354	161	2.196
Basilicata	40	23	1.731
Calabria	164	70	2.338
Sicilia	443	175	2.524
Sardegna	173	65	2.687
ITALIA	4.369	1.799	2.428

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo *pro capite* regionali non troppo distanti dalla media nazionale, che è pari a 2.428 kWh ed è nettamente inferiore al 2020 (4.147 kWh) per effetto del passaggio dei clienti più grandi al servizio a tutele gradualità. Fanno eccezione, per valori più elevati della media, la Campania e il Lazio, i cui consumi medi risultano superiori al dato nazionale, rispettivamente, di 630 e 602 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano in Umbria, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è marcatamente inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 529, 554 e 697 kWh), come si può osservare nella figura 2.19.

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2021

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti con altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,6% dei punti di prelievo e al 98,4% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,2% dei punti di prelievo e l'1,4% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Infine, per quanto riguarda il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, nella tavola 2.38 è indicata la ripartizione dell'energia (29 GWh) e dei punti di prelievo (circa 2.600), in diminuzione del 91% e dell'85% rispetto all'anno precedente, in seguito al già citato travaso verso il servizio a tutele crescenti. Il consumo unitario medio dei punti residui, pari a 11.000 kWh, è inferiore del 36% a quello del 2020 (17.300 kWh).

TAV. 2.38 Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2021 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

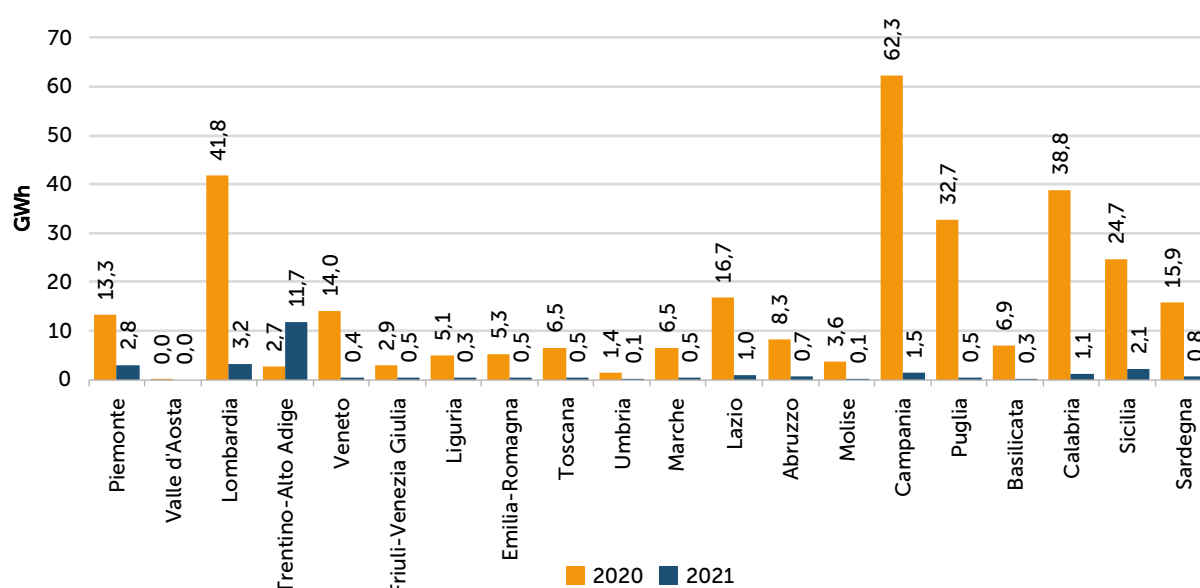
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1,6	5,6%	0,9	36,4%	1,6
5-10 MWh	1,9	6,5%	0,3	9,8%	1,9
10-15 MWh	12,2	42,6%	1,1	43,0%	12,2
15-20 MWh	1,2	4,2%	0,1	2,7%	1,2
20-50 MWh	4,1	14,4%	0,1	5,3%	4,1
50-100 MWh	3,5	12,3%	0,1	1,9%	3,5
100-500 MWh	3,1	10,8%	0,0	0,8%	3,1
500-2.000 MWh	0,8	2,9%	0,0	0,0%	0,8
2.000-20.000 MWh	0,2	0,6%	0,0	0,0%	0,2
TOTALE	28,7	100%	2,6	100%	11.000

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Circa il 90% dei punti di prelievo ricade nelle tre classi di consumo più piccole (fino a 15 MWh), che insieme assorbono il 55% dell'energia venduta per illuminazione pubblica. La parte rimanente di tale energia riguarda principalmente i punti di prelievo delle classi di consumo tra 20 e 500 MWh, che assorbono il 38% dei consumi, benché comprendano solo l'8% dei punti di prelievo di questa categoria.

Nella figura 2.20 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2020 e nel 2021, con la ripartizione tra le regioni. I volumi maggiori si osservano in Trentino-Alto Adige (12 GWh). Ovviamente, una visione complessiva richiede l'unione di quanto illustrato sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel servizio a tutele gradualmente e nel mercato libero.

FIG. 2.20 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela per almeno una parte dell'anno nel 2021 sono 112, sette in meno rispetto al 2020. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti nel corso del 2021 sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2021 Odoardo Zecca ha acquisito dai Comuni di Santo Stefano di Sessanio, Rocca Pia, Pacentro, Castel del Monte e Anversa degli Abruzzi, tutti in provincia di L'Aquila, il servizio svolto da tali Comuni nel loro territorio;
- il 1° gennaio 2021 Dolomiti Energia ha acquisito dal Comune di Sella Giudicarie (TN) il servizio svolto da quest'ultimo nel proprio territorio;
- il 1° aprile Estenergy ha incorporato Hera Comm NordEst³⁴;
- il 1° novembre 2021 Servizio Elettrico Nazionale ha acquisito dal Comune di Valprato Soana (TO) il servizio svolto da quest'ultimo nel proprio territorio.

34 Poiché l'incorporazione è avvenuta in corso d'anno, per le regole di compilazione dell'Indagine annuale Hera Comm NordEst e Comune di Valprato Soana, che hanno perso l'attività, avrebbero dovuto trasmettere i dati relativi alla parte di anno da loro gestita. Pertanto, il numero di soggetti abilitati per il 2021 avrebbe dovuto essere pari a 113 (cioè 119, meno i sei comuni che hanno perso l'attività a partire da gennaio). Gli abilitati, invece, sono 112 perché Estenergy ha trasmesso i dati anche per conto di Hera Comm NordEst.

TAV. 2.39 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2021 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	2020	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Servizio Elettrico Nazionale	24.476	86,6%	1°
Acea Energia	1.495	5,3%	2°
A2A Energia	752	2,7%	3°
Iren Mercato	317	1,1%	4°
Dolomiti Energia	213	0,8%	5°
Alperia Smart Services	135	0,5%	6°
Estenergy	110	0,4%	7°
Hera Comm	98	0,3%	8°
Amet	57	0,2%	9°
Agsm Energia	50	0,2%	11°
CVA Energie	49	0,2%	10°
AIM Energy	38	0,1%	12°
Prometeo	32	0,1%	14°
SIPPIC	31	0,1%	15°
ASM Bressanone	31	0,1%	13°
Altri esercenti	374	1,3%	-
TOTALE	28.258	100,00%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela nel 2021 è simile a quella dell'anno precedente. La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è salita all'86,6% (sei decimi di punto percentuale in più del 2020), a fronte dei lievi cali di Acea Energia (5,3%, era il 5,4%), A2A Energia (2,7%, dal 3% dell'anno precedente) e Iren Mercato (1,1%, era l'1,2%). Gli operatori che seguono detengono quote inferiori all'1%, come nel 2020, mentre gli esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,3% del servizio di maggior tutela (Tav. 2.39).

Si registrano lievi aumenti nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita al 94,6%, +0,3%), sia di indice HHI, salito da 7.431 a 7.540 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Servizio a tutele graduali

Come anticipato nel paragrafo precedente, dal 1° gennaio 2021 le micro-imprese³⁵ titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e le piccole imprese³⁶ devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura a quelle tra loro che non hanno ancora scelto un'offerta nel mercato libero e lasciare a questi clienti il tempo necessario per scegliere quella più

³⁵ Soggetti con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

³⁶ 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.

adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele graduali (descritto in dettaglio nel Volume 2 di questa *Relazione Annuale*). Fino al 30 giugno 2021, il servizio a tutele graduali è stato erogato dall'esercente la maggior tutela. Dal 1° luglio 2021 e per tre anni il servizio viene erogato da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle 4 aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.40.

TAV. 2.40 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	FORNITORE DEL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle offerte a Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET), definite dall'Autorità³⁷. Le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia sono basate sui valori consuntivi del Prezzo unico nazionale, e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende anche dal livello dei parametri offerti da ciascun esercente il servizio a tutele graduali in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2021 sono stati venduti, nel servizio a tutele graduali, 4,6 TWh a 226.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* – Tav. 2.41).

TAV. 2.41 *Servizio a tutele graduali nel 2021 per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Illuminazione pubblica	228	14,6	15.596
Altri usi	4.371	211,5	20.665
TOTALE	4.599	226,1	20.338

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (di seguito, clienti altri usi), che hanno consumato circa 4,4 GWh e annoverano 212.000 punti di prelievo, poco meno della metà del numero di quelli usciti dalla maggior tutela a inizio anno (483.000), la maggior parte dei quali (272.000) è quindi passata al mercato libero.

³⁷ Per le offerte PLACET sono state definite da ARERA le modalità e le tempistiche di fatturazione, il contenuto dei documenti di fatturazione, le garanzie da richiedere al cliente, le tempistiche e le modalità di pagamento, le modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale.

Circa il 70% dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle quattro classi dimensionali più piccole (fino a 20 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 19,3% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (79%) è concentrata nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno), mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante.

TAV. 2.42 *Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2021 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	148	3,4%	88,4	41,8%	1.670
5-10 MWh	206	4,7%	27,1	12,8%	7.590
10-15 MWh	245	5,6%	19,1	9,0%	12.821
15-20 MWh	244	5,6%	13,7	6,5%	17.822
20-50 MWh	1.320	30,2%	40,8	19,3%	32.359
50-100 MWh	1.099	25,1%	15,9	7,5%	68.963
100-500 MWh	1.034	23,7%	6,4	3,0%	161.852
500-2.000 MWh	62	1,4%	0,1	0,0%	714.126
2.000-20.000 MWh	7	0,2%	0,0	0,0%	3.297.287
> 20.000 MWh	7	0,2%	0,0	0,0%	35.241.609
TOTALE	4.371	100,0%	211,5	100,0%	20.665

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti altri usi è illustrata nella tavola 2.43. La Lombardia risulta la regione più importante, con una quota di circa il 16% sia in termini di volumi che di punti di prelievo, seguita da Lazio (circa 11%) ed Emilia-Romagna (circa 10%). Tutte le altre regioni hanno quote inferiori al 10%; in termini di punti di prelievo le principali sono il Piemonte (9%), il Veneto (8,3%), la Campania (7,2%), la Sicilia (7%), la Toscana e la Puglia (6%), mentre le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 5%.

TAV. 2.43 *Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2021 per tipologia e per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	338	18,9	17.856
Valle d'Aosta	7	0,5	14.218
Lombardia	724	34,0	21.305
Trentino-Alto Adige	66	3,8	17.261
Veneto	370	17,5	21.181
Friuli-Venezia Giulia	62	3,5	17.455
Liguria	86	5,3	16.160
Emilia-Romagna	432	21,8	19.846
Toscana	261	12,7	20.605
Umbria	40	2,3	17.214

(segue)

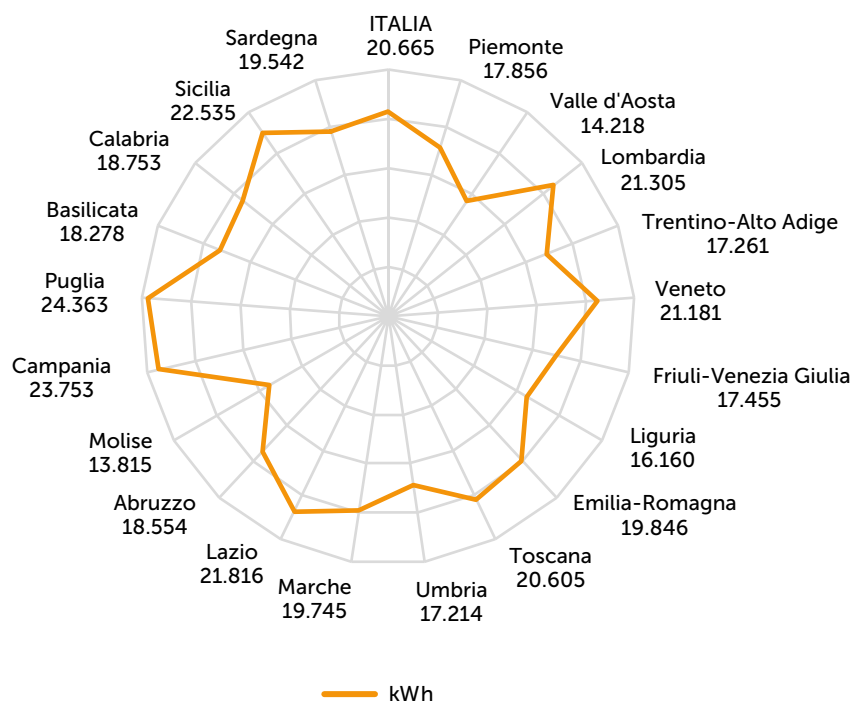
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Marche	93	4,7	19.745
Lazio	486	22,3	21.816
Abruzzo	68	3,7	18.554
Molise	15	1,1	13.815
Campania	364	15,3	23.753
Puglia	307	12,6	24.363
Basilicata	32	1,7	18.278
Calabria	147	7,8	18.753
Sicilia	336	14,9	22.535
Sardegna	138	7,1	19.542
ITALIA	4.371	211,5	20.665

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo *pro capite* medio nazionale è pari a 20.665 kWh; presentano valori sensibilmente superiori la Puglia e la Campania (rispettivamente 3.698 e 3.088 MWh sopra la media), mentre all'opposto presentano valori inferiori le regioni più piccole, in modo particolare la Valle d'Aosta e il Molise (rispettivamente 6.447 e 6.850 kWh sotto la media), come si può osservare nella figura 2.21.

Per i clienti altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria, applicata al 99% dei punti di prelievo e al 99,3% dei volumi venduti; molto marginale la monoraria (0,6% dei punti e 0,9% dei volumi) e praticamente irrilevante la bioraria (0,1% sia dei punti che dei volumi).

FIG. 2.21 Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduati nel 2021



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Infine, per quanto riguarda il servizio a tutele graduali relativo all'illuminazione pubblica, nella tavola 2.44 è indicata la ripartizione per classi di consumo annuo dell'energia (228 GWh) e dei punti di prelievo (circa 14.600); questi ultimi rappresentano la parte preponderante dei punti di prelievo che nell'anno precedente erano nel servizio di maggior tutela (15.300), il quale, come evidenziato nel relativo paragrafo, risulta praticamente svuotato di questa tipologia di consumi.

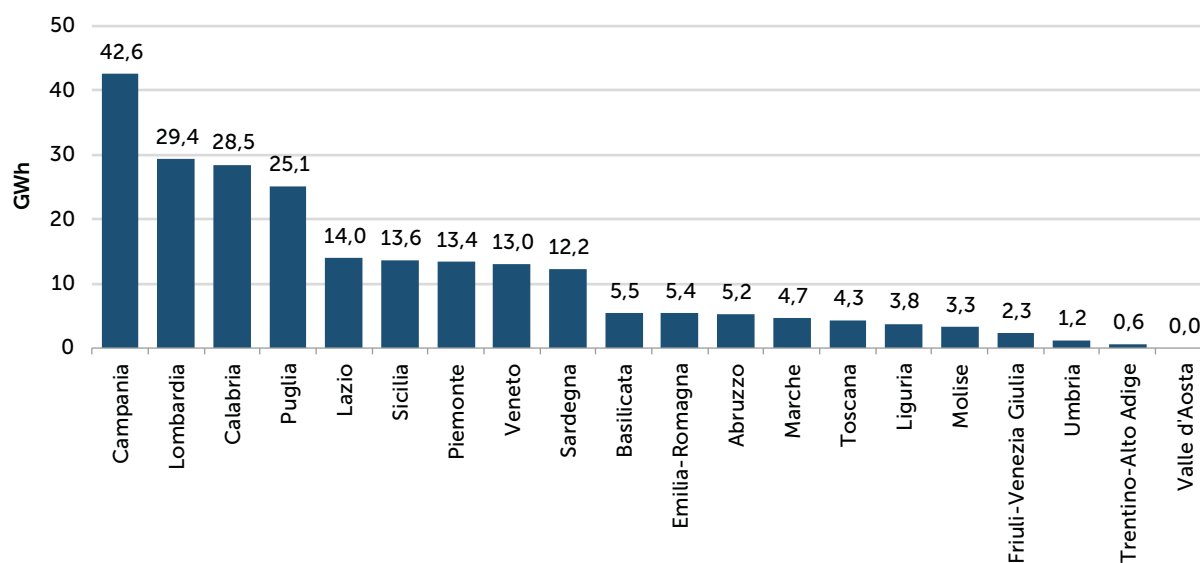
TAV. 2.44 *Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	12	5,0%	7,3	49,7%	1.583
5-10 MWh	14	6,2%	1,9	12,9%	7.473
10-15 MWh	16	6,9%	1,2	8,5%	12.622
15-20 MWh	15	6,5%	0,8	5,7%	17.734
20-50 MWh	74	32,5%	2,3	15,8%	32.107
50-100 MWh	57	25,1%	0,8	5,7%	68.017
100-500 MWh	32	14,3%	0,2	1,5%	148.657
500-2.000 MWh	5	2,1%	0,0	0,1%	649.229
2.000-20.000 MWh	3	1,4%	0,0	0,0%	2.797.207
TOTALE	228	100,0%	14,6	100,0%	15.596

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Oltre tre quarti (76,9%) dei punti di prelievo ricade nelle quattro classi di consumo più piccole (fino a 20 MWh), che però nel loro insieme assorbono solo un quarto (24,7%) dell'energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali. La parte preponderante di tale energia (71,8%) viene assorbita dai punti di prelievo delle classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, benché rappresentino meno di un quarto (23%) dei punti di questa categoria. Le classi successive (oltre 500 MWh/anno) hanno un'incidenza marginale (3,5% dei consumi e 0,1% dei punti).

Nella figura 2.22 si può osservare la ripartizione regionale dell'energia acquistata, tramite il servizio a tutele graduali, per l'illuminazione pubblica nel 2021. I volumi maggiori si osservano in Campania (43 GWh, 18,7% del totale nazionale), Lombardia (29 GWh, 12,9%), Calabria (28 GWh, 12,5%) e Puglia (25 GWh, 11%). Seguono, con quote intorno al 6%, il Lazio, la Sicilia, il Piemonte, il Veneto e la Sardegna. Le regioni rimanenti hanno quote inferiori al 2,5%. Ovviamente una visione complessiva di questo segmento di consumo richiede l'unione di quanto illustrato per il mercato libero e, marginalmente, per il servizio di maggior tutela.

FIG. 2.22 Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2021 per regione

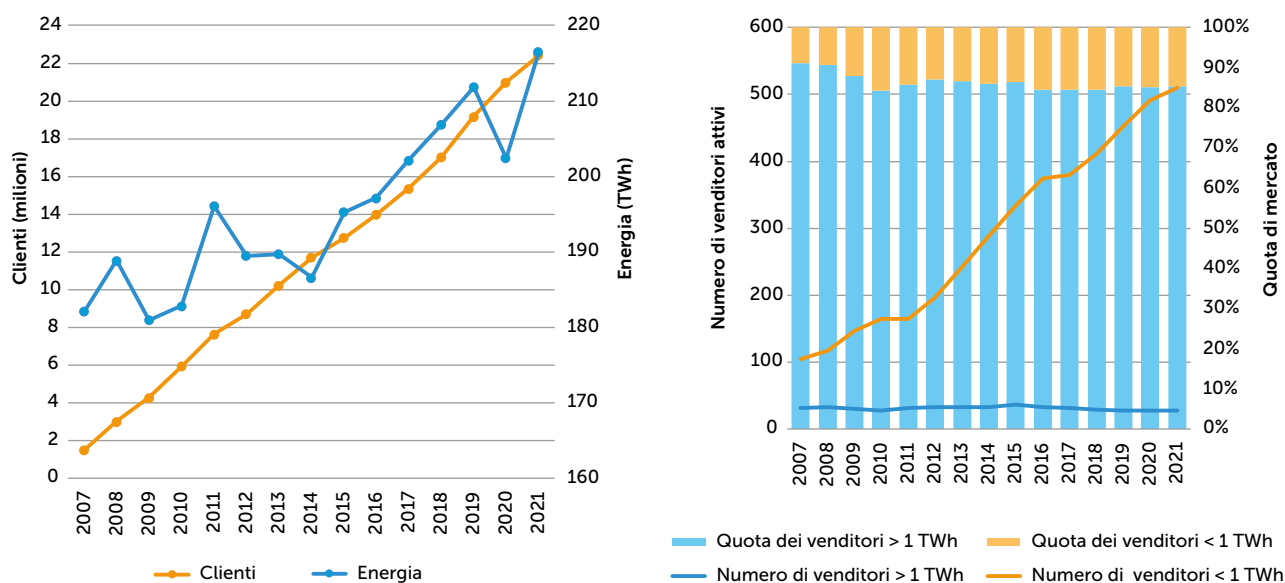
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2021 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 216,5 TWh, 14 TWh in più del 2020, a poco più di 22 milioni di clienti, cresciuti del 6,9% rispetto al 2020.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In termini di energia venduta, il mercato libero è cresciuto del 15%, dai 182 TWh iniziali fino agli attuali 216,5 TWh, benché tale espansione sia avvenuta a un ritmo non sempre sostenuto e, anzi, nell'arco dei quattordici anni abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.23). Il 2021 è stato un anno di espansione, sia relativamente alle vendite di energia elettrica, sia relativamente al numero dei clienti serviti.

A prescindere dall'andamento delle quantità vendute, comunque, il numero di venditori attivi su tale mercato cresce ininterrottamente dal 2007 o, per meglio dire, ogni anno si registra un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, nonostante la loro quota di mercato sia pressoché stabile intorno al 15% (Fig. 2.23).

FIG. 2.23 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2021, il numero di operatori è salito, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati sono entrate 16 nuove imprese attive (+3,1%) (Tav. 2.45). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura più che doppia (6,9%), per la prima volta dal 2011 il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente cresciuto. Nel 2021, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 403 GWh, cioè del 3,8% superiore ai 389 GWh del 2020 che costituiscono il punto di minimo raggiunto nella serie storica. Rispetto a quello osservato nel 2007 (pari a 1.349 GWh), cioè nell'anno di completa apertura del mercato, il valore attuale è infatti 3,3 volte inferiore.

Rispetto al 2020, i venditori di grandissima dimensione (cioè con vendite superiori a 10 TWh) non sono cambiati: oltre a Enel Energia, vi sono Edison, A2A Energia e Axpo Italia. Viceversa, il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è raddoppiato. In questo gruppo nel 2020 erano presenti: Hera Comm, E.On Energia, Eni Gas e Luce e Duferco. Nel 2021, insieme a queste, hanno superato la soglia di vendita di 5 TWh anche Engie Italia, Egea Commerciale, Alperia Smart Service e Acea Energia.

Nel 2020 la classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh contava 20 imprese che nel 2021 sono scese a 15: sono uscite 6 imprese (vale a dire le quattro appena menzionate salite nella classe superiore, oltre a Erg Power Generation, che è passata nella classe inferiore, e Green Network, che non ha risposto all'Indagine annuale) ed è entrata una nuova impresa (Cura Gas & Power).

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto, come sempre, nelle ultime due classi di operatori (quelle con vendite inferiori a 1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 21 unità.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2021 è pari al 14,7%, praticamente invariata rispetto al 2020. I venditori di più piccole dimensioni, quindi, continuano ad aumentare, ma

si dividono sempre la medesima quota di mercato. Nel 2021 le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 27 imprese, corrispondenti al 5% dei venditori attivi) hanno coperto l'85,3% delle vendite complessive; le stesse cifre, calcolate nel 2020, erano, rispettivamente, pari a 5,4% e a 85,2%.

TAV. 2.45 Attività dei venditori per classe di vendita

VENDITORI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di esercenti in maggior tutela	131	131	127	123	119	112
Numero di venditori attivi	406	410	441	481	521	537
Oltre 10 TWh	3	2	2	3	4	4
5-10 TWh	6	8	8	7	4	8
1-5 TWh	23	21	19	18	20	15
0,1-1 TWh	70	73	78	74	71	79
Fino a 0,1 TWh	304	306	334	379	422	431
Volume venduto (TWh)	197,1	202,1	206,8	211,8	202,4	216,5
Oltre 10 TWh	62,9	61,1	67,6	81,2	90,8	96,7
5-10 TWh	39,0	51,6	56,4	50,5	26,9	51,4
1-5 TWh	64,8	57,9	50,6	48,9	54,6	36,5
0,1-1 TWh	25,8	26,5	26,5	25,0	23,8	25,1
fino a 0,1 TWh	4,6	5,1	5,6	6,2	6,3	6,8
Volume medio unitario (GWh)	486	493	469	440	389	403
Oltre 10 TWh	20.955	30.546	33.798	27.077	22.712	24.180
5-10 TWh	6.508	6.447	7.053	7.217	6.735	6.421
1-5 TWh	2.819	2.757	2.665	2.717	2.731	2.433
0,1-1 TWh	368	363	340	338	335	318
fino a 0,1 TWh	15	17	17	16	15	16

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 2021, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello³⁸, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34,7% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (10,8%) e alle imprese energetiche locali (6,5%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 3,1% e allo 0,6%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 42,1% 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 5% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2021 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.46).

³⁸ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Venti imprese hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico e undici l'hanno cessata: il saldo è, come sempre, ampiamente positivo. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno si è registrata una sola estinzione per liquidazione della società Leonardo Engineering, avvenuta all'inizio di luglio. Tra le imprese che hanno avviato l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica vi sono la capogruppo A2A (che prima svolgeva molte attività nel settore, ma non la vendita), alcune imprese del Trentino-Alto Adige che già svolgevano l'attività di vendita nel servizio di maggior tutela, e altre imprese che già svolgevano la vendita di gas. Tra quelle che l'hanno cessata vi sono Falck Next Energy e Europa Gestioni Immobiliari.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: Sinergas che ha acquisito l'attività da SoEnergy, Chiurlo che l'ha acquisita da E-Energia, Electrade che l'ha ceduta a Tua Energia, Graziano & Co che l'ha ceduta ad Apiù Gas & Luce, ERG Power l'ha acquisita da Erg Power Generation.

TAV. 2.46 Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2021 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	20
Cessione/acquisizione dell'attività	5
Cessazione dell'attività	11
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1
Fusioni/incorporazioni	8
Cambio di gruppo societario	17
Cambio di ragione sociale	12
Cambio di natura giuridica	15

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Quasi tutte 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. All'interno del gruppo Esa Italia, Energia Etica (Enet) ha incorporato a gennaio due società del medesimo gruppo: Azienda Intercomunale Metano Energie Del Territorio (AIMET) e Rotagas; poi, nel mese di luglio, Enet è entrata nel gruppo Edison in quanto Edison Energie ne ha acquisito l'intero capitale sociale. Nell'ambito del gruppo Hera, in aprile, Estenergy ha incorporato Hera Comm NordEst. All'interno del gruppo A2A, la capogruppo ha incorporato Suncity Energy in agosto. In settembre, Unoenergy ha incorporato tre società che facevano parte del suo gruppo: Geo Nord Est, Unogas Umbria e Geu Energia. Infine, a dicembre, Cogeme Nuove Energie ha incorporato Friends Società Benefit.

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari, si segnalano tra gli altri:

- a gennaio le imprese Agsm Energia, Cogaspiù Energie e Aim Energy hanno cambiato gruppo societario a seguito dell'operazione di fusione tra le due aziende distributrici venete Agsm Verona e Aim Vicenza, che hanno costituito il nuovo gruppo societario Agsm Aim. Poi, dal primo gennaio 2022, Agsm Energia ha incorporato Aim Energy;
- sempre a gennaio, Mol Group Italy Luce & Gas è entrata nel gruppo Unogas, dal momento che Unogas Energia ha aumentato al 100% la partecipazione al suo capitale sociale (prima ne deteneva solo il 20%);

in occasione del cambio gruppo, Mol Group Italy Luce & Gas ha assunto la nuova denominazione sociale Revolgreen;

- ancora a gennaio Miro Energie è entrata nel gruppo 3 T che l'ha acquisita totalmente (prima l'impresa 2 T ne deteneva solo il 50%);
- a febbraio la società Olimpia è entrata nel gruppo FP73 che ne ha acquisito l'intero capitale sociale, prima detenuto da persone fisiche;
- ad aprile le quote societarie di Arca Gas, detenute da persone fisiche, sono state acquisite per il 100% da Blueenergy Group, per cui l'impresa è entrata nel gruppo Compagnia Generale Immobiliare;
- a maggio l'impresa PEF POWER è entrata a far parte del gruppo Enegan che ne ha acquisito il 51% delle quote;
- a luglio Ecogas è entrata a far parte del gruppo Hera, perché Hera Comm ha acquisito il 90% del suo capitale sociale;
- a settembre Royal Group è entrata nel gruppo FV Holding perché l'impresa ne ha acquisito il 100% delle quote;
- a ottobre Miogas & Luce è entrata nel gruppo Canarbino, a seguito dell'acquisizione del 61% del capitale sociale, e la società Seren è nel gruppo MG20 che ha acquisito il 75,2% del suo capitale sociale;
- a novembre 4Energia è entrata a far parte del gruppo Eni che ha acquisito Be Power, il socio unico di 4Energia. Tramite la controllata Be Charge, Be Power è un importante operatore nazionale nella mobilità elettrica, con circa 5.000 punti di ricarica distribuiti sul territorio nazionale; Sato Service Energia è entrata nel gruppo Octopus Energy Group Limited che ne ha acquisito l'intero capitale sociale; contestualmente Sato Service Energia ha cambiato ragione sociale in Octopus Energy Italia; infine, Apiù Gas & Luce è entrata nel gruppo New Petrol, che l'ha acquisita integralmente.

Dodici imprese hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a luglio Eni Gas e Luce ha assunto la denominazione Eni Gas e Luce Società Benefit, salvo poi divenire Eni Plenitude Società Benefit a partire da marzo 2022; Unogas Energia è divenuta Unoenergy; Intelligent è diventata Easy Luce & Gas; Archipelagus Line & Energy ora si chiama Serenit. Infine, quindici imprese hanno cambiato natura giuridica, passando nella maggioranza dei casi da società a responsabilità limitata a società per azioni.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.47) mostra, come di consueto, la predominanza del gruppo Enel, con una quota sostanzialmente stabile al 27%. Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.39), dove la distanza rispetto al secondo operatore è tuttora superiore all'80%. In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari al 6,3%, è salito il gruppo A2A, che ha superato il gruppo Edison che occupava il secondo posto nella vendita al mercato libero praticamente da sempre. Nel 2021 l'energia venduta dal gruppo A2A ai clienti liberi ha registrato, in effetti, un tasso di crescita notevole, pari al 15%, mentre le vendite del gruppo Edison sono diminuite del 6,1% (-860 GWh), pertanto la quota di mercato di questo gruppo è scesa dal 7% al 6,1%. È rimasto invece in quarta posizione, come nel 2020, Axpo Group, nonostante un volume di vendita che è cresciuto del 9,5% nell'anno.

TAV. 2.47 Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2021 (volumi in GWh)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Enel	58.776	27,1%	1°
A2A	13.721	6,3%	3°
Edison	13.305	6,1%	2°
Axpo Group	12.024	5,6%	4°
Eni	10.606	4,9%	5°
Hera	9.698	4,5%	6°
Engie	7.292	3,4%	9°
Duferco	6.878	3,2%	8°
Alperia	6.189	2,9%	10°
Acea	6.116	2,8%	11°
E.On	5.907	2,7%	7°
Egea	5.313	2,5%	13°
Iren	4.327	2,0%	14°
Repower	4.274	2,0%	15°
Agsm Aim	3.497	1,6%	-
Dolomiti Energia	3.390	1,6%	16°
Nova Coop	2.722	1,3%	18°
Sorgenia	2.681	1,2%	17°
Alpiq	2.194	1,0%	21°
Iberdrola	2.041	0,9%	23°
Altri operatori	35.543	16,4%	-
TOTALE MERCATO LIBERO	216.493	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche il gruppo Engie ha registrato un discreto avanzamento nella classifica dei venditori al mercato libero, essendo salito in settima posizione dalla nona ottenuta lo scorso anno, grazie a un incremento delle vendite di 2,4 TWh. Al contrario, il gruppo E.On è sceso all'undicesimo posto dal settimo che occupava nel 2020, a causa di un calo nelle vendite del 9,5%. Il nuovo gruppo Agsm Aim, in quindicesima posizione nella classifica del 2021, non ha ovviamente una posizione di raffronto rispetto al 2020, essendo nato nel 2021; tuttavia, il gruppo Agsm Verona lo scorso anno era in ventesima posizione, quindi la fusione con Aim Vicenza ha avuto un impatto positivo.

Il grado di concentrazione nel mercato libero è rimasto invariato nel 2021 ed è relativamente basso, specie se lo si confronta con quello del servizio di maggior tutela: la quota dei primi tre gruppi è pari al 39,6% (era al 39,8% nel 2020); quella dei primi cinque è pari al 50,1% (dal 50,3% del 2020); l'indice HHI è passato da 954 a 964, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato. Il 28% dei 537 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 122 imprese, pari al 23%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 263 (49%) società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero sono esposti nella tavola 2.48.

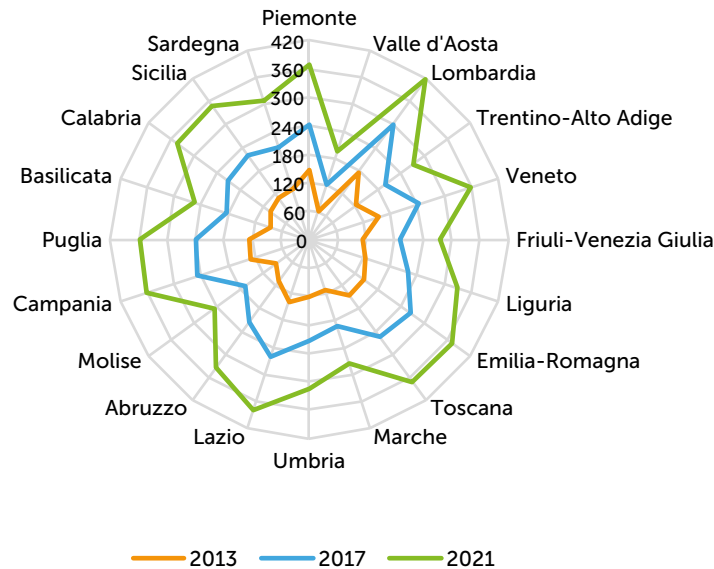
TAV. 2.48 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		QUOTA PUNTI DI PRELIEVO	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Piemonte	335	368	38,5%	39,8%	58,6%	55,8%
Valle d'Aosta	174	196	84,6%	87,9%	74,7%	77,0%
Lombardia	399	417	43,8%	44,3%	59,0%	56,9%
Trentino-Alto Adige	241	271	78,9%	72,9%	82,9%	81,4%
Veneto	334	359	42,2%	39,3%	42,0%	37,3%
Friuli-Venezia Giulia	255	277	47,9%	47,6%	35,7%	32,5%
Liguria	306	328	40,6%	44,4%	61,1%	58,7%
Emilia-Romagna	347	373	44,8%	42,8%	63,3%	59,9%
Toscana	345	371	41,5%	41,8%	56,7%	54,5%
Umbria	246	274	54,5%	53,5%	62,5%	59,8%
Marche	280	314	39,2%	39,6%	53,4%	50,8%
Lazio	350	378	51,9%	52,5%	77,5%	77,2%
Abruzzo	304	333	49,9%	44,0%	59,8%	56,8%
Molise	221	248	53,9%	58,0%	57,3%	55,8%
Campania	331	360	50,5%	50,2%	74,3%	61,9%
Puglia	331	357	49,5%	51,6%	62,0%	61,5%
Basilicata	237	254	50,5%	59,4%	66,5%	62,6%
Calabria	316	345	62,8%	59,5%	81,1%	75,8%
Sicilia	300	349	57,9%	56,5%	69,6%	67,7%
Sardegna	298	307	70,8%	71,9%	70,6%	68,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale sono costituiti dalla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, e alla percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese. Nel 2021 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente quasi dappertutto, nonostante il numero di operatori – già molto elevato ovunque (Fig. 2.24) – sia ulteriormente cresciuto, in media di 26 unità in tutte le regioni.

Come in passato, anche nel 2021 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 quelli meridionali. Piemonte, Veneto e Umbria risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 39% delle vendite complessive regionali. Friuli-Venezia Giulia, Veneto e Marche sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche quest'anno come le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati sia in termini di quota di volumi, sia di clienti serviti. Come nel 2020, la Sardegna è il territorio che evidenzia il valore del C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, sebbene la concentrazione in termini di punti serviti sia meno elevata.

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. 2.49) mostra un aumento di oltre 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi esclusivamente 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 1.284.000 unità, ovvero del 7,9% rispetto al 2020; 176.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,9%), mentre i punti in media tensione sono diminuiti di 6.000 unità (-5,4%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un incremento (3,4%) che li ha portati a raggiungere quasi 1.100 unità.

In termini di energia venduta, invece, tutti i livelli di tensione hanno registrato un dato in aumento. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2020, i clienti in media tensione hanno acquistato quasi 4 TWh in più dell'anno precedente (+4,4%), così come le vendite ai clienti in alta tensione sono cresciute di quasi 3 TWh, mettendo a segno un incremento molto elevato, pari al 12%.

Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'8,1% rispetto al 2020, in parte grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela, e in parte per la crescita dei consumi probabilmente favorita dall'espansione del lavoro da remoto, oltre che dal manifestarsi di un'estate più calda del 2020 che ha innalzato i consumi per la climatizzazione. Nel comparto, l'espansione dei consumi domestici è stata accompagnata anche da una crescita ancora più significativa degli acquisti di elettricità per altri usi, dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese. Come più volte detto nel corso di questo Volume, il 2021 è stato un anno di ripresa economica, della quale hanno beneficiato anche il commercio e i servizi, seppure in misura minore rispetto all'industria in senso stretto, come testimoniato anche dal maggiore incremento dei consumi per altri usi in alta tensione.

Una non piccola contrazione dei consumi si è registrata, invece, nei consumi per illuminazione pubblica, i cui acquisti sono scesi del 7,2% in bassa tensione e del 3,9% in media tensione; complessivamente, le vendite ai punti di illuminazione pubblica hanno registrato un calo del 7%, pari a 280 GWh in meno del 2020, e una riduzione dei punti di prelievo del 2,3%.

TAV. 2.49 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Bassa tensione	87.757	94.885	8,1%	20.877	22.331	7,0%
Domestico	34.117	36.864	8,1%	16.178	17.462	7,9%
Illuminazione pubblica	3.745	3.476	-7,2%	236	231	-2,3%
Altri usi	49.894	54.545	9,3%	4.462	4.638	3,9%
Media tensione	90.078	94.040	4,4%	104	99	-5,4%
Illuminazione pubblica	257	247	-3,9%	0,81	0,82	0,8%
Altri usi	89.821	93.793	4,4%	103	98	-5,5%
Alta e altissima tensione	24.609	27.567	12,0%	1,04	1,07	3,4%
Altri usi	24.609	27.567	12,0%	1,04	1,07	3,4%
TOTALE	202.444	216.493	6,9%	20.982	22.431	6,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2020, passando dal 43,3% al 42,8%; quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa di circa un punto percentuale (dal 44,5% al 43,4%) e quella dell'alta tensione è cresciuta di mezzo punto, passando dal 12,2%, al 12,7%. Nel 2021 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, è pari all'81,3% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era all'81,2% nel 2020), e al 21,1% in termini di punti di prelievo (era al 21,8% nel 2020).

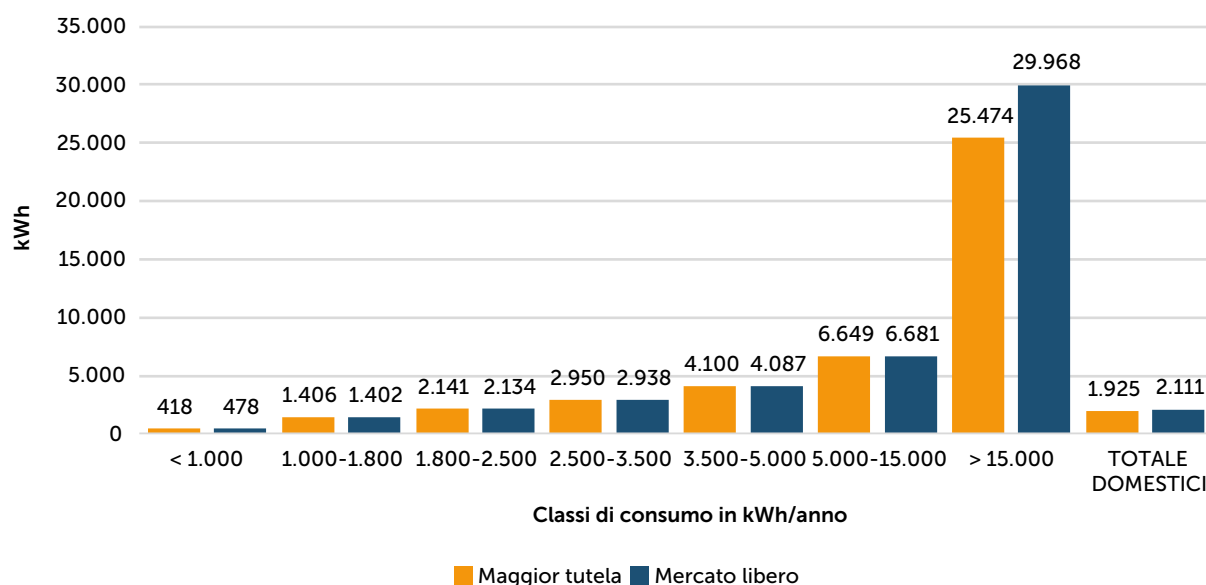
Tra i clienti domestici, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.000 kWh e compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccolgono entrambe un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi immediatamente superiori possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'85,8% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.50). Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta essere quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 24% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero; tuttavia, anche le classi limitrofe hanno una discreta incidenza, rispettivamente pari al 19,5% quella inferiore e al 18,7% quella superiore.

TAV. 2.50 Mercato libero domestico nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.057	5,6%	4.304	24,6%	478
1.000-1.800 kWh	6.026	16,3%	4.297	24,6%	1.402
1.800-2.500 kWh	7.185	19,5%	3.367	19,3%	2.134
2.500-3.500 kWh	8.860	24,0%	3.015	17,3%	2.938
3.500-5.000 kWh	6.879	18,7%	1.683	9,6%	4.087
5.000-15.000 kWh	5.159	14,0%	772	4,4%	6.681
> 15.000 kWh	700	1,9%	23	0,1%	29.968
TOTALE DOMESTICI	36.864	100,0%	17.462	100,0%	2.111
di cui con contratto dual fuel					
< 1.000 kWh	132	4,7%	224	17,8%	588
1.000-1.800 kWh	482	17,3%	338	26,8%	1.429
1.800-2.500 kWh	603	21,6%	279	22,1%	2.162
2.500-3.500 kWh	733	26,3%	247	19,6%	2.973
3.500-5.000 kWh	517	18,5%	125	10,0%	4.130
5.000-15.000 kWh	300	10,7%	45	3,6%	6.667
> 15.000 kWh	25	0,9%	1	0,1%	23.855
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.792	100,0%	1.259	100,0%	2.218

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, seppure leggermente più elevati, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Fig. 2.25). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel mercato libero (478 kWh) è del 14,4% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 418 kWh; viceversa, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel mercato libero, pari a 29.968 kWh, risulta del 17,6% superiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela. Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero (2.111 kWh) risulta quasi del 10% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela (1.925 kWh).

FIG. 2.25 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2021

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021, poco più di 1,2 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*³⁹ (Tav. 2.50). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è cresciuto del 20% rispetto al 2020; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi salita al 7,2% dal 6,5% dello scorso anno. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a 2,8 TWh, il 7,6% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 5% circa) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.51) mostra una costante e sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2021 è stato scelto dal 63,5% dell'intera clientela, equivalente al 62,2% dei volumi. Nel 2020 tale modalità di prezzo era stata scelta dal 60,7% dei clienti. Il 26,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,2% quella multioraria, quest'ultima in lieve aumento rispetto all'8,4% del 2020. Gli elementi che rendono il prezzo monorario più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo nel momento del consumo.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* continuano a non avere grande diffusione (Tav. 2.52). I punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono circa 69.000 sui quasi 5 milioni totali (1,4%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,9% del totale.

³⁹ 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.

TAV. 2.51 Mercato libero domestico nel 2021 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	22.942	62,2%	11.096	63,5%
Bioraria	10.018	27,2%	4.591	26,3%
Multioraria	3.904	10,6%	1.775	10,2%
TOTALE DOMESTICI	36.864	100,0%	17.462	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.52 Mercato libero non domestico nel 2021 per livello di tensione (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	58.021	1.148	4.870	67
Media tensione	94.040	1.848	99	2
Alta/altissima tensione	27.567	373	1	0,02
TOTALE NON DOMESTICI	179.628	3.369	4.969	69

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.53 Mercato libero non domestico nel 2021 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	4.776	2,7%	3.232	1.478
5-10 MWh	BT	3.899	2,2%	543	7.175
10-15 MWh	BT	3.291	1,8%	266	12.386
15-20 MWh	BT	2.949	1,6%	169	17.433
< 10 MWh	MT	42	0,0%	9	4.622
10-20 MWh	MT	85	0,0%	6	14.463
< 20 MWh	AT e AAT	0,3	0,0%	0,1	2.801
20-50 MWh	Tutti	13.248	7,4%	423	31.333
50-100 MWh	Tutti	10.735	6,0%	155	69.114
100-500 MWh	Tutti	26.297	14,6%	126	208.415
500-2.000 MWh	Tutti	27.239	15,2%	29	936.910
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.862	27,2%	10	4.978.884
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.925	6,1%	0	29.412.492
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.223	1,8%	0	58.319.052
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	7.066	3,9%	0	95.395.332
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	16.991	9,5%	0	352.951.956
TOTALE NON DOMESTICI		179.628	100,0%	4.969	36.148

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.53) 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 57% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 65% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in aumento rispetto a quelli osservati nel 2020. Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2021 pari a 36.148 kWh, il 3,5% superiore a quello che era emerso nei dati del 2020 (35.039 kWh).

I contratti di vendita nel mercato libero

L'indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto.

Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, cui si affiancano da qualche anno le offerte PLACET. Ogni venditore del mercato libero è obbligato infatti a inserire nel proprio menù di offerte commerciali, a beneficio dei clienti di piccole dimensioni⁴⁰, due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione del prezzo, il cui livello è liberamente definito dal venditore (in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi). I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelte dai clienti nel 2021 includono anche le offerte PLACET, senza tuttavia mantenerle distinte⁴¹.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti era, come negli anni scorsi, teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Peraltro, il consolidamento dei risultati, dopo un certo numero di anni in cui il questionario sulle offerte e i contratti scelti dai clienti viene sottoposto ai venditori, consente di esporre anche i risultati ottenuti relativamente ai clienti non domestici.

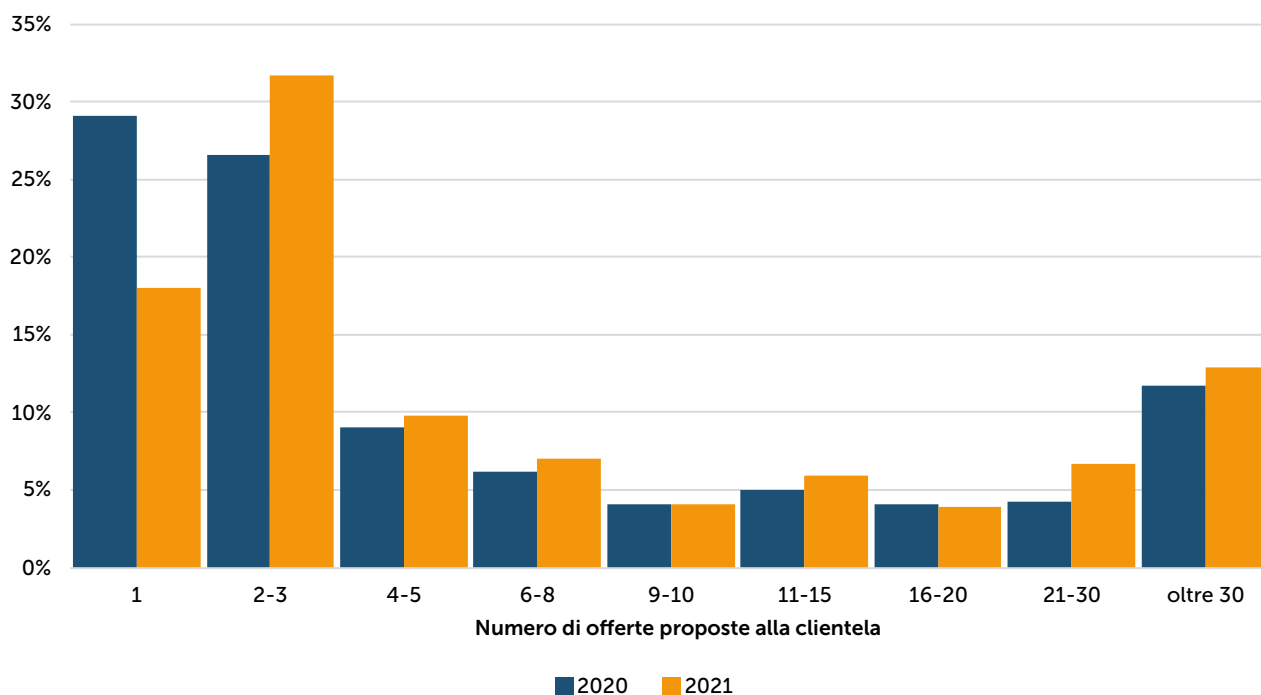
La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 16,9 per la clientela domestica e 25,5 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e per la quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili per i clienti non domestici è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2020, quando era risultato pari a 25,8. Il numero delle offerte per i clienti domestici è invece lievemente diminuito (era 17,6). In effetti, come si vede nella figura 2.26, la porzione dei venditori che offrono un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a 3) è scesa al 50%, dal 56% del

40 Le offerte PLACET hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali dei piccoli clienti, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 m³. Presentano strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo), e devono essere distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

41 Per un approfondimento sulla diffusione delle offerte PLACET, si veda il Rapporto di monitoraggio del mercato *retail* pubblicato sul sito web dell'Autorità (https://www.arera.it/it/operatori/Monitoraggio_retail2.htm).

2020. Rispetto al 2020, sono invece aumentati i venditori che propongono da 4 a 8 offerte e quelli che mettono a disposizione un numero ampio di contratti differenti.

FIG. 2.26 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Delle 16,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,8 sono acquistabili solo online (erano 4,5 nel 2020), cioè soltanto attraverso internet. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online è cresciuta al 23,7%, dal 22,4% del 2020. Il 26,7% dei venditori mette a disposizione un numero di offerte online uguale al numero di offerte che complessivamente propone ai clienti, il restante 73,3% dei venditori propone un numero di offerte online inferiore alle offerte totali. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2021 il 9,7% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,5% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è superiore a quello del 2020, quando il 7,4% delle famiglie (che acquistava il 7,8% dell'energia venduta nel mercato libero) aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 25,5 offerte mediamente proposte ai clienti solo 4,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; nello stesso modo si capisce come il successo delle offerte online tra i punti non domestici sia ancora più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 4,9% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.54), è risultato che l'81,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 18,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto

dal 16% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 54,9% di questi ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 45,1% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che nei contratti a prezzo fisso validi nel 2021⁴² il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento era più conveniente di almeno il 30% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

TAV. 2.54 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 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	81,4%	132,43	54,9%	91,37
Contratti a prezzo variabile	18,6%	171,98	45,1%	132,48
TOTALE CLIENTI	100%	140,43	100%	120,81

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 2,6% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 7,4% dei clienti, mentre è dell'1,5% nel caso di contratti a prezzo fisso. Nel caso dei clienti non domestici la clausola di durata minima contrattuale risulta applicata all'1,8% dei contratti o, più precisamente, al 2% di quelli con prezzo variabile e all'1,7% di quelli a prezzo fisso.

Quest'anno nel questionario somministrato ai venditori, le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono state ampliate rispetto a quelle presenti nel questionario dell'anno precedente, per valutare anche la consistenza nel mercato dei cosiddetti contratti a prezzo dinamico dell'energia elettrica (cioè quelli che prevedono un'indicizzazione al PUN orario) e dei contratti a indicizzazione limitata, vale a dire quei contratti nei quali il prezzo dell'energia elettrica è legato all'andamento di una variabile con un limite superiore, e garantiscono quindi che, in un certo periodo di tempo stabilito, il prezzo non potrà salire oltre un certo livello soglia⁴³.

L'indicizzazione all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità più frequente sia nei contratti ai clienti domestici, sia in quelli ai clienti non domestici (Tav. 2.55).

⁴² Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno sottoscritti, 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).

⁴³ Si tratta cioè di contratti nei quali, nell'arco di un periodo di tempo prestabilito, il prezzo dell'energia elettrica scende se la variabile scelta per l'indicizzazione diminuisce oppure sale se la variabile di riferimento aumenta; in caso di aumento, però, il prezzo potrà aumentare solo fino a un certo limite stabilito a priori.

TAV. 2.55 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 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		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	27,7%	134,13	1,9%	130,28
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	67,2%	185,27	51,6%	136,77
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	3,9%	199,02	6,4%	128,51
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,0%	146,33	0,1%	82,25
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,5%	128,13	2,7%	99,49
Con indicizzazione limitata	0,5%	156,57	0,1%	96,61
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,2%	153,36	3,9%	93,14
TOTALE	100%	171,98	100%	132,48

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 27,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico⁴⁴ sono risultati pari al 3,9% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata hanno raccolto solo lo 0,5% dei clienti. Un altro 0,5% dei clienti domestici ha scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12⁴⁵). I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 6,4% dei casi; una piccola quota (2,7%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,9% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità per la maggior tutela. Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata in questi contratti, si può osservare che la metodologia di indicizzazione risultata più conveniente è quella basata su una qualche variabile esterna e controllabile nel caso dei clienti domestici, e quella con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica nel caso dei clienti non domestici.

Il 20% 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 previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. 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 16,9% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 33,5% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è rimasta stabile

44 Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

45 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). Da gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

rispetto al 2020, quando era risultata del 22%. Anche tra i clienti non domestici, sono solo il 13% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto, e anche in questo caso sono quelli a prezzo variabile che registrano la percentuale più elevata, pari al 15,5%, mentre tra i contratti a prezzo fisso dei clienti non domestici sono l'11,2% quelli che prevedono uno sconto.

Nell'Indagine annuale sul 2021 è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza. I servizi aggiuntivi che i venditori potevano selezionare erano i seguenti:

- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile al 100% (offerta verde totale);
- servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione sugli impianti energetici, ecc.);
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc.);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- omaggio o gadget;
- garanzia di energia prodotta in Italia;
- altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità (es. internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati oppure altri);
- altro non compreso tra le voci riportate sopra.

Come lo scorso anno, ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" è stato chiesto 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. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari al 67,6%; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per l'8,1%.

Dai risultati raccolti (Tav. 2.56) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che non li sottoscrive è infatti pari al 14,8%); tra i servizi aggiuntivi la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (41,5%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (30,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (5,3%), così come pure la fornitura di servizi energetici accessori (3,9%), mentre la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia nel 2021 non pare avere successo. A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (2%) e l'ottenimento di un omaggio (1,4%). Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale dello 0,9%. Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2021 la quota di coloro che ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi è lievemente diminuita al 50,9% (era al 53,2% nel 2020). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono anche servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,8% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (11,7%). L'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, i programmi di raccolta punti, l'ottenimento di omaggi/gadget e la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni

o servizi raccolgono quote minori di preferenze, rispettivamente pari al 4,1%, all'1,8% e all'1,6% per entrambi gli ultimi due casi. La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

I risultati raccolti per i clienti non domestici⁴⁶ mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (22,9%) e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme con l'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 67,8% ne è privo. Un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (27,3% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (3%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata in questi contratti, i risultati mostrano che non sempre il contratto privo di servizi aggiuntivi è quello più conveniente rispetto ai contratti che invece li includono. Anzi, nel caso dei clienti domestici a prezzo variabile, il contratto senza servizi aggiuntivi risulta quello nel quale la componente di approvvigionamento è la più elevata. Ciò può essere frutto di una strategia di marketing dei venditori, che offrendo un servizio aggiuntivo (che magari a loro costa relativamente poco) possono ottenere una maggiore fidelizzazione del cliente. Si osservi, a questo proposito, il contratto che offre altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, la cui componente di approvvigionamento è risultata mediamente pari a 126,48 €/MWh nel caso dei clienti a prezzo fisso e a 153,15 €/MWh nel caso dei clienti a prezzo variabile.

TAV. 2.56 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 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	14,8%	132,85	71,9%	88,78
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	41,5%	132,82	22,9%	98,49
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,004%	119,39	0%	80,00
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	30,2%	135,59	1,4%	107,15
Servizi energetici accessori	3,9%	122,46	1,6%	86,71
Omaggio o gadget	1,4%	131,54	0,4%	134,50
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,0%	126,91	0,4%	124,94
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	5,3%	126,48	1,2%	113,17
Altro	0,9%	120,32	0,3%	153,38
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	132,43	100%	91,37

(segue)

⁴⁶ L'incidenza delle risposte relative a "una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 3,9% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 2,8% dei clienti con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	50,9%	170,97	67,8%	130,19
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	27,8%	163,03	27,3%	144,14
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,0%	-	0,0%	175,09
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,8%	135,49	0,9%	198,06
Servizi energetici accessori	11,7%	163,44	3,0%	135,81
Omaggio o gadget	1,6%	150,38	0,4%	134,92
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,6%	152,24	0,0%	178,28
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	4,1%	153,13	0,4%	162,79
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,5%	120,32	0,2%	175,85
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	171,98	100%	132,48

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Tra i servizi aggiuntivi più graditi ai domestici con prezzo fisso, la garanzia di acquistare energia verde risulta il servizio aggiuntivo tra i più costosi, come pure la partecipazione a un programma di raccolta punti. La garanzia di energia verde appare costosa anche tra i domestici a prezzo variabile, anche se il contratto con servizi energetici accessori è il servizio aggiuntivo che costa di più, dopo quello privo di servizi aggiuntivi.

Tra i non domestici con contratto a prezzo fisso che, come detto, rappresentano il 55% circa di tutti i clienti non domestici, il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta più conveniente di quello con garanzia di energia rinnovabile; gli altri servizi aggiuntivi riguardano una quota residuale di clienti. Anche tra i clienti non domestici a prezzo variabile, la sottoscrizione di un contratto privo di servizi aggiuntivi consente di risparmiare notevolmente rispetto all'acquisto di energia con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile, che è l'altro servizio aggiuntivo più scelto.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele gradualità. 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, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007. 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.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022 si è conclusa a novembre 2020 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm.

Per il biennio 2019-2020 il servizio di salvaguardia è stato svolto da A2A Energia in Toscana, Umbria e Marche; da Enel Energia in Calabria e Sicilia e da Hera Comm in tutte le rimanenti quindici regioni. L'aggiudicazione della gara per il biennio 2021-2022 ha cambiato questa ripartizione del servizio tra i tre venditori, con un ridimensionamento dei territori coperti da Hera Comm. A partire dal 2021, infatti, A2A Energia gestisce il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm mantiene il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria; Enel Energia si è aggiudicata il servizio nelle restanti 13 regioni.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti nel 2021, e per la prima volta negli ultimi tre anni, il servizio è tornato ad ampliarsi. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 76.685 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni d'anno per le quali sono stati serviti), contro i 69.914 punti del 2020 che rappresentano il minimo storico di questo mercato dal momento della sua partenza, nel 2007. Complessivamente, sono stati prelevati 3.293 GWh contro i 3.065 del 2020. Pertanto, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 9,7% in termini di punti di prelievo e del 7,4% in termini di energia consumata rispetto al 2020 (Tav. 2.57).

TAV. 2.57 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	353	354	0,2%	15,0	15,8	5,6%
Altri usi	782	900	15,1%	50,1	56,0	11,7%
TOTALE BT	1.136	1.254	10,4%	65,1	71,8	10,3%
Illuminazione pubblica	24	18	-23,4%	0,10	0,1	-21,1%
Altri usi	1.707	1.853	8,6%	4,6	4,8	2,5%
TOTALE MT	1.731	1.872	8,1%	4,7	4,8	2,0%
Altri usi	199	167	-16,0%	0,03	0,02	-29,3%
TOTALE AT	199	167	-16,0%	0,03	0,02	-13,2%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.065	3.293	7,4%	69,9	76,7	9,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dei circa 6.800 punti di prelievo entrati nel servizio nel corso del 2021, 6.700 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 1.000 in media tensione; i punti di prelievo in alta tensione, infatti, sono diminuiti di 9 unità. Quasi tutti i punti di prelievo entrati nel servizio nel 2021 erano di tipo "altri usi" (5.950, sui 6.800 totali, in più rispetto al 2020), essendo i punti di illuminazione pubblica cresciuti solo di 820 unità rispetto all'anno precedente, anche perché, a fronte di un aumento di quelli serviti in bassa tensione, si è registrato un calo di quelli in media tensione. Analogamente, negli altri usi, la crescita dei punti più marcata riguarda i clienti in bassa tensione (11,7%), mentre quelli in media sono aumentati solo del 2,5% e, come già detto, quelli in alta tensione sono diminuiti.

Movimenti corrispondenti si sono parallelamente manifestati nei volumi di vendita: nel complesso sono stati acquistati 227 GWh in più rispetto al 2020. 118 GWh in più dai clienti in bassa tensione, 141 GWh in più dai clienti in media tensione e 32 GWh in meno da quelli in alta tensione. Gli usi di illuminazione pubblica hanno acquisito 5 GWh in meno rispetto al 2020 (-1,3%), mentre gli altri usi hanno acquistato 232 GWh in più rispetto allo scorso anno (8,6%).

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti del 6,4%, da 25 a 23 MWh, mentre quelli degli altri usi sono diminuiti del 2%, passando da 49 a 48 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è rimasto sostanzialmente invariato a 17,4 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è salito del 6%, da 365 a 387 MWh, mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono nettamente aumentati, da 6,2 a 7,4 GWh (19%).

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,7%) è allacciata in bassa tensione, il 6,3% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,03% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di questi clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 38% (stabile rispetto all'anno precedente), quella dei clienti in alta tensione è scesa al 5% (era del 6% nel 2020), mentre la media tensione acquista più di metà dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (con un peso in lieve aumento dal 56% del 2020 al 57% nel 2021).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente diminuito sia in termini di clienti (nel 2021 sono il 20,8% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2020 contavano per il 21,6%), sia in termini di energia acquistata, passata dal 12,3% all'11,3% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza accresciuto, seppure di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 79,2% contro il 78,4% del 2020), così come in termini di volumi: nel 2021 hanno prelevato l'88,7% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro l'87,7% dell'anno precedente.

L'analisi più dettagliata a livello regionale è esposta nella tavola 2.58. Anche nel 2021, come già nel 2020, Campania, Sicilia, Puglia e Lazio sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: il 55% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre due regioni, Lombardia e Calabria, che insieme ne assorbono un altro 16%.

Attraverso la tavola è possibile osservare, inoltre, come l'incremento medio nazionale del 9,7%, osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, sia come sempre il risultato di una variabilità territoriale veramente molto ampia: si passa infatti da regioni in cui l'incremento rispetto al 2020 risulta particolarmente elevato (in Lazio i clienti sono aumentati di circa 1.900 unità, così come in Campania si sono registrati circa 1.700 clienti in più rispetto al 2020 e in Lombardia quasi 1.200 clienti in più) a regioni in cui si registra, al contrario, una certa diminuzione (-895 clienti in Puglia, -359 in Abruzzo, -195 in Liguria).

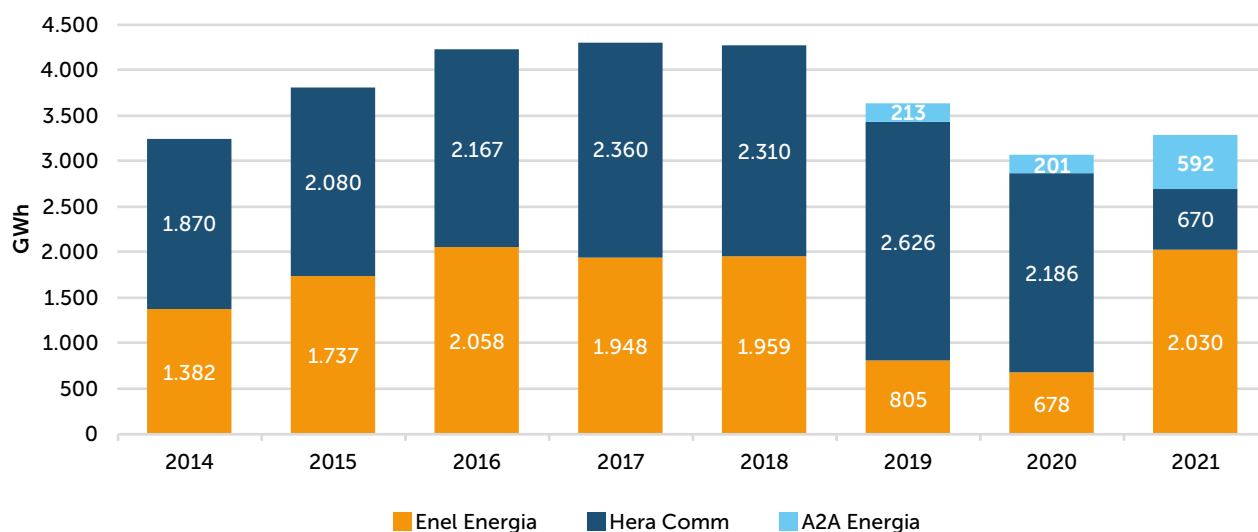
Per effetto del cambio di territori assegnati ai tre esercenti, l'incremento nazionale dei volumi di elettricità acquisita nel servizio di salvaguardia, pari al 7,4%, si è manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2020 i volumi venduti da Enel Energia e da A2A Energia sono quasi triplicati (da 678 a 2.030 GWh quelli di Enel Energia, da 201 a 592 GWh quelli di A2A Energia), mentre quelli venduti da Hera Comm sono diminuiti del 69% (da 2.186 a 670 GWh) (Fig. 2.27).

TAV. 2.58 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	2020			2021		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	73	2,1	Enel Energia	119	2,5
Valle d'Aosta	Hera Comm	2	0,1	Enel Energia	3	0,1
Lombardia	Hera Comm	284	7,4	A2A Energia	341	8,6
Trentino-Alto Adige	Hera Comm	10	0,1	Enel Energia	8	0,3
Veneto	Hera Comm	88	2,8	Enel Energia	120	3,4
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	40	0,8	Enel Energia	48	0,9
Liguria	Hera Comm	44	1,1	Enel Energia	58	0,9
Emilia-Romagna	Hera Comm	88	2,5	Enel Energia	134	3,2
Toscana	A2A Energia	153	3,9	A2A Energia	137	4,8
Umbria	A2A Energia	20	0,8	Hera Comm	30	1,0
Marche	A2A Energia	28	1,1	A2A Energia	50	1,6
Lazio	Hera Comm	371	6,9	Enel Energia	408	8,8
Abruzzo	Hera Comm	91	2,0	Hera Comm	65	1,6
Molise	Hera Comm	18	0,5	Enel Energia	26	0,4
Campania	Hera Comm	570	10,0	Hera Comm	576	11,7
Puglia	Hera Comm	381	6,7	Enel Energia	364	5,8
Basilicata	Hera Comm	50	1,0	Enel Energia	60	0,8
Calabria	Enel Energia	203	6,2	Enel Energia	193	6,3
Sicilia	Enel Energia	475	12,1	Enel Energia	491	12,3
Sardegna	Hera Comm	77	1,9	A2A Energia	64	1,7
ITALIA	-	3.065	69,9	-	3.293	76,7

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per effetto di questi andamenti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia (che nell'asta per il servizio nel biennio 2021-2022 si è aggiudicata undici regioni in più rispetto al 2020) è salita al 61,7% dal precedente 22,1%, quella di Hera Comm è scesa dal 71,3% al 20,4%, mentre quella di A2A Energia è salita dal 6,6% al 18%.

FIG. 2.27 Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come di consueto, alla fine del 2021 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare⁴⁷ 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 2022.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2022 risulta pari a 2,753 c€/kWh. Nella tavola 2.59 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2021, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2022. I valori delle componenti UC3 e UC6⁴⁸ considerate nel calcolo per gli anni 2021 e 2022 sono, rispettivamente, quelli riferiti al quarto trimestre del 2021 e al primo trimestre del 2022⁴⁹. Nelle tavole 2.60 e 2.61 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

47 Con le delibere 28 dicembre 2021, 621/2021/R/eel, 622/2021/R/eel e 623/2021/R/eel.

48 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).

49 Fissati con le delibere 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, e 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com.

TAV. 2.59 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2021	0,765	1,772	0,264	0,064	2,865
2022	0,750	1,691	0,248	0,064	2,753
Differenza	-0,015	-0,081	-0,016	-	-0,112
Variazione	-2,0%	-4,6%	-6,1%	0,0%	-3,91%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.60 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh con componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2021	2022	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,432	4,263	-0,169
BT illuminazione pubblica	2,219	2,140	-0,079
BT altri usi	3,304	3,172	-0,132
MT illuminazione pubblica	1,473	1,425	-0,048
MT altri usi	1,632	1,576	-0,056
AT	0,840	0,821	-0,019
AAT	0,757	0,741	-0,016

Fonte: ARERA.

TAV. 2.61 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2021	2022	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,859	0,805	-0,053
BT illuminazione pubblica	0,066	0,068	0,002
BT altri usi	0,212	0,201	-0,011
MT illuminazione pubblica	0,064	0,061	-0,003
MT altri usi	0,026	0,024	0,001
AT	0,004	0,003	-0,001
AAT	0,001	0,001	0,000

Fonte: ARERA.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della 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.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti. Come si vede nella tavola 2.62, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 117 €/MWh, riscontrabili per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e i 537 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato⁵⁰. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 231 €/MWh della classe più piccola ai 118 di quella più grande. Nel confronto con l'anno precedente, si riscontrano in prevalenza degli aumenti, in particolare nella componente di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più elevata è la dimensione dei clienti: mentre per quelli della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) si registra un prezzo lievemente inferiore al 2020, in quanto l'aumento del 20% nei costi di approvvigionamento risulta più che compensato dalle riduzioni nelle altre componenti (oneri di sistema e costi di rete) in seguito ai provvedimenti del Governo e dell'Autorità, per quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) si riscontra un aumento del 20% nel prezzo finale e del 51% nei costi di approvvigionamento. A livello complessivo, ovvero per l'insieme di tutti i clienti domestici, si registra un aumento del 6,8% nel prezzo finale e del 30,3% nella componente approvvigionamento.

TAV. 2.62 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2021 per classe di consumo (quantità di energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e 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	3.668	8.160	536,6	231,2
1.000-1.800	10.040	7.151	259,5	153,2
1.800-2.500	11.884	5.562	221,9	140,5
2.500-3.500	14.595	4.960	203,2	133,4
3.500-5.000	11.278	2.756	190,5	127,8
5.000-15.000	8.215	1.232	180,2	123,0
> 15.000	1.044	37	163,9	117,8
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	60.724	29.859	230,2	141,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola successiva (Tav. 2.63) è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, mediamente il mercato libero risulta lievemente meno oneroso (-1,7%); solo le classi di consumo tra 1000 e 2500 kWh appaiono in controtendenza, comunque in misura limitata (circa +1%). La tendenziale convenienza del mercato libero è in primo luogo spiegabile con la presenza di contratti a prezzo bloccato, che hanno arginato i forti aumenti verificatisi nei mercati all'ingrosso nel corso del 2021, in particolare nella parte finale. A riprova di ciò, vi è il fatto che il costo di approvvigionamento nel servizio di maggior tutela è aumentato mediamente del 75% rispetto all'anno precedente, mentre nel mercato libero l'aumento è stato solo del 9%; tale forte diversità è alla base del ribaltamento della valutazione di convenienza rispetto all'anno precedente.

⁵⁰ Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse e attuata con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel. In particolare, il 1° gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo.

TAV. 2.63 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2021 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MERCATO LIBERO	MAGGIOR TUTELA	DIFF.	MERCATO LIBERO	MAGGIOR TUTELA	DIFF.
< 1.000	228,2	235,1	-2,9%	511,4	568,8	-10,1%
1.000-1.800	154,0	152,0	1,3%	261,7	256,2	2,1%
1.800-2.500	140,8	140,1	0,5%	223,5	219,4	1,9%
2.500-3.500	133,1	133,9	-0,6%	204,1	201,9	1,1%
3.500-5.000	126,9	129,1	-1,7%	190,9	190,0	0,5%
5.000-15.000	122,0	124,7	-2,2%	179,9	180,6	-0,4%
> 15.000	116,7	120,1	-2,8%	161,3	169,3	-4,7%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	140,3	142,7	-1,7%	227,8	233,9	-2,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Risultati simili emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), che complessivamente risulta inferiore nel mercato libero (-2,6%), ma emerge una maggiore divaricazione tra le classi centrali (da 1.000 a 5.000 KWh), nelle quali il libero risulta più oneroso (in misura compresa tra il 2,1% e lo 0,5%), e quelle estreme, in cui risulta più conveniente; in particolare la convenienza è del 4,7% nella classe più grande (oltre 15.000 KWh), dello 0,5% in quella immediatamente precedente (tra 5.000 e 15.000 KWh) e del 10,1% in quella più piccola (consumi fino a 1.000 KWh).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.64 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai loro costi medi di approvvigionamento, distinti per livello di tensione. L'ammontare dei corrispettivi unitari presenta, come di consueto, una relazione inversa con il livello di tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra un aumento della quantità di energia venduta (+6%), in linea con l'incremento del Prodotto interno lordo, e forti aumenti nei costi di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: dal +53% dei clienti serviti in bassa tensione al +91% di quelli in alta e altissima tensione, mentre la variazione media complessiva è pari al 58%.

TAV. 2.64 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2021 per livello di tensione (quantità di energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	68.272	6.970	139,8
Media tensione	95.912	103	107,7
Alta e altissima tensione	27.734	1	109,6
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	191.918	7.074	119,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.65, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Anche in questo caso l'incremento dei volumi è in linea con quello del Prodotto interno lordo (circa +6%). A differenza del 2020, è il mercato libero a presentare la componente di prezzo più bassa, che risulta inferiore sia alla maggior tutela (-19%) sia, in misura più contenuta (-8%), al nuovo servizio a tutele graduali, che beneficia degli effetti competitivi

delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tale servizio. Il ribaltamento della valutazione di convenienza rispetto alla maggior tutela dipende dal più elevato adeguamento di quest'ultima ai forti incrementi dei prezzi all'ingrosso: essa presenta, infatti, un costo di approvvigionamento raddoppiato rispetto al 2020, mentre nel mercato libero l'incremento è limitato al 45%, grazie alla presenza in quest'ultimo di formulazioni contrattuali a prezzo bloccato.

TAV. 2.65 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2021 (quantità di energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

TIPOLOGIA CONTRATTUALE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Maggior tutela	4.398	1.802	168,6
Tutele graduali	4.599	226	147,3
Salvaguardia	1.254	72	177,9
Mercato libero	58.021	4.870	135,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI IN BASSA TENSIONE	68.272	6.970	139,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento di Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007⁵¹, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle micro-imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti 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 o 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 minimizzando i costi e i rischi connessi alle diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.66 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2021 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario⁵².

TAV. 2.66 *Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2021 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	14.412	11.520	13.817	39.749
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	-	-	-	-
Sbilanciamento Unità di consumo^(A)	111	178	144	433
TOTALE	14.523	11.698	13.961	40.182
Media del prezzo di cessione	145,49	139,01	118,19	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

⁵¹ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

⁵² 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 24 novembre 2020, 491/2020/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.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sul Mercato del giorno prima per il 100% del proprio fabbisogno senza ricorrere al Mercato dei prodotti giornalieri; come già nel 2020, anche nel 2021 non sono, inoltre, stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata pari all'1% circa del fabbisogno. Con riferimento al 2022⁵³, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico⁵⁴, stimato pari a circa 33 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2021 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. Tali prezzi sono tutti in marcato aumento rispetto a quelli del 2020.

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 salito dal 2,13% del 2021 al 2,25% del 2022, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁵⁵.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "beni energetici regolamentati", che comprende due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è lievemente aumentato nel 2022 (si veda il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "beni energetici regolamentati" è passata dal 4,08% del 2021 al 4,28% del 2022.

TAV. 2.67 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	112,5	-3,2%	103,3	1,8%	108,9	-4,9%
Febbraio	112,0	-3,2%	103,4	1,9%	108,3	-5,0%
Marzo	112,6	-2,6%	103,7	1,9%	108,6	-4,4%
Aprile	115,2	3,3%	104,1	2,2%	110,7	1,1%
Maggio	116,7	5,1%	104,1	1,9%	112,1	3,2%
Giugno	116,8	5,2%	104,2	1,8%	112,1	3,4%

(segue)

53 I dati relativi all'anno 2022 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2022.

54 Ai sensi della delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, per il periodo da gennaio a giugno 2021, l'Acquirente unico ha svolto l'attività di approvvigionamento anche con riferimento ai clienti che sono stati transitoriamente serviti dagli esercenti la maggior tutela nell'ambito del servizio a tutele gradualità.

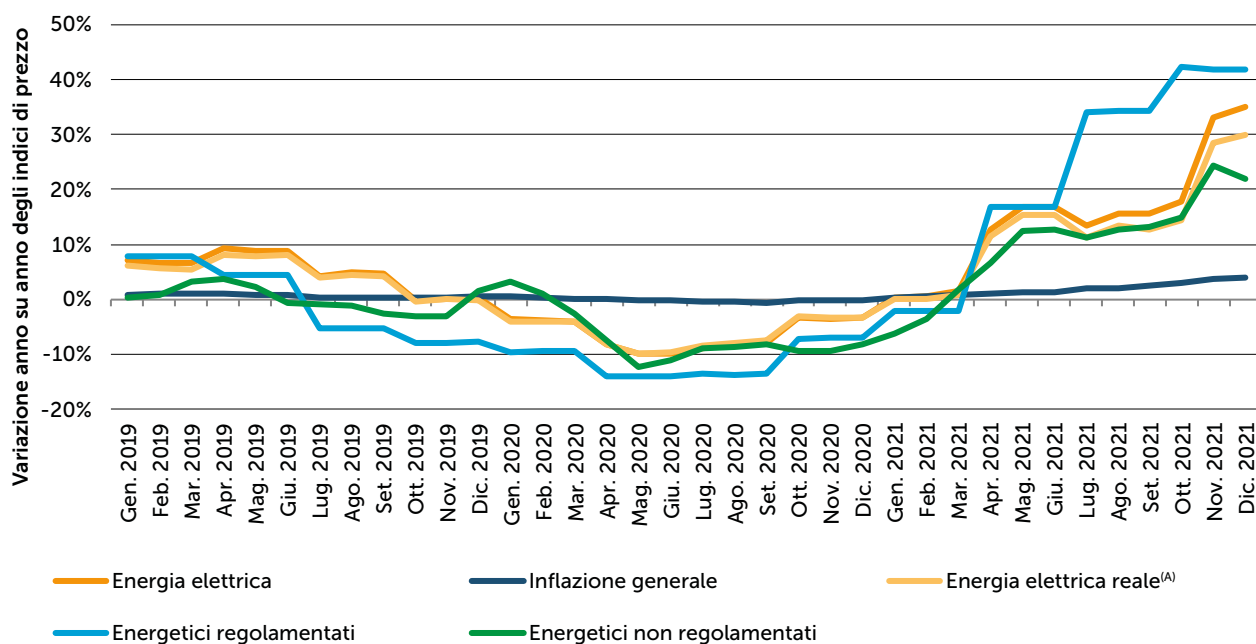
55 Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti 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.

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Luglio	115,3	3,4%	104,7	1,9%	110,1	1,4%
Agosto	118,9	6,1%	105,1	1,9%	113,1	4,0%
Settembre	118,9	6,4%	104,9	2,2%	113,3	4,0%
Ottobre	128,7	13,7%	105,6	2,9%	121,9	10,5%
Novembre	146,0	28,5%	106,2	3,7%	137,5	23,9%
Dicembre	148,2	30,3%	106,6	4,2%	139,0	25,1%
ANNO 2021	121,8	7,7%	104,7	2,4%	116,3	5,2%

(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. 2.28 *Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio*



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

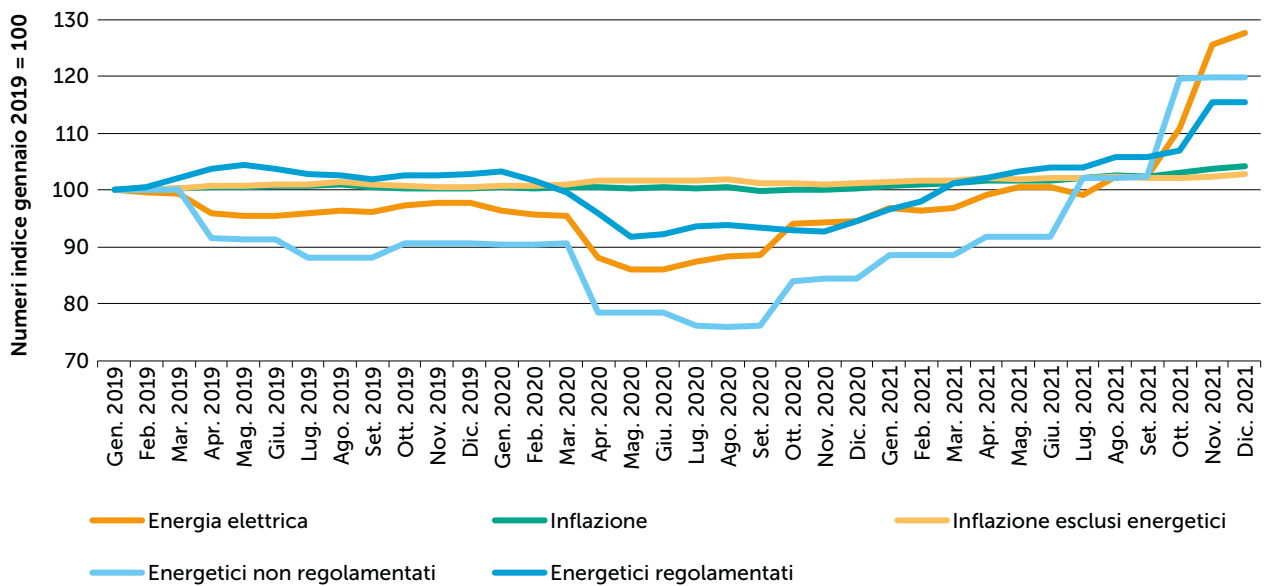
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta nel 2021 livelli inferiori a quelli dell'anno precedente nel primo trimestre, mentre in tutti i mesi successivi presenta livelli superiori, con aumenti di ammontare quasi sempre crescente e compresi tra il 3,3% di aprile e il 30,3% di dicembre, determinando un aumento medio annuo del 7,7%. Poiché nell'anno il livello generale dei prezzi è salito del 2,4%, l'aumento in termini reali è pari al 5,2%.

Nell'ultimo triennio l'andamento dell'indice dell'elettricità è stato simile all'insieme dei "beni energetici regolamentati" (Fig. 2.28), anche se le sue variazioni sono sempre state più contenute di quelle dell'indice complessivo, con la sola eccezione del secondo trimestre del 2019.

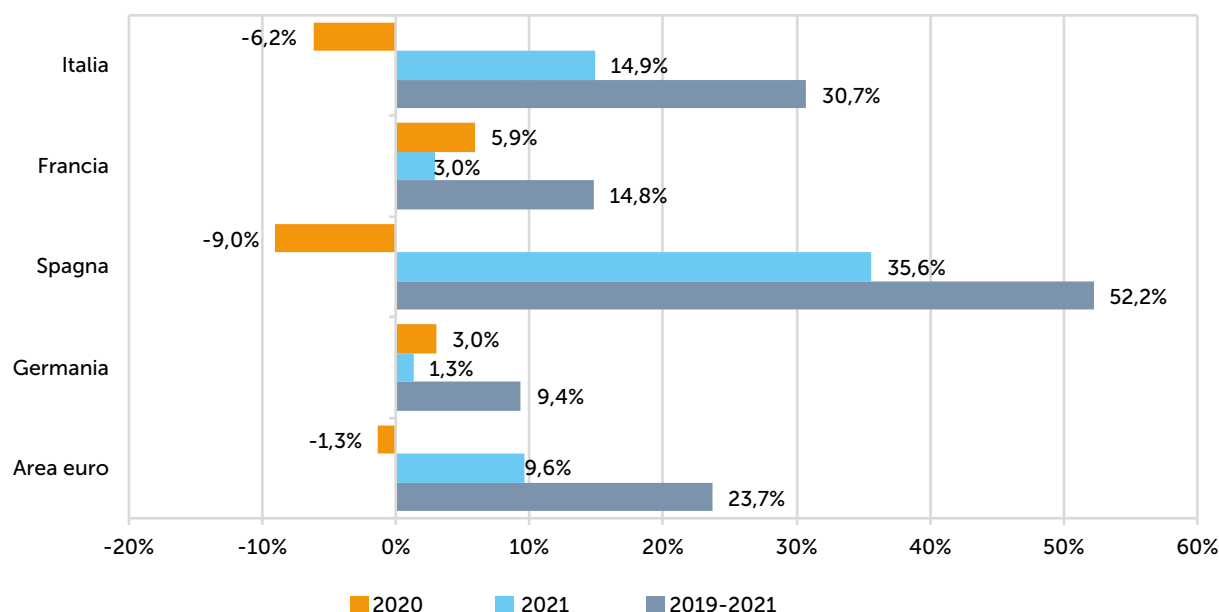
Nella figura 2.29, viene confrontata la dinamica degli indicatori considerati nell'ultimo triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2019). Se a metà del 2020, poco dopo l'avvento del fenomeno pandemico, sia l'elettricità sia l'insieme dei beni energetici regolamentati presentavano livelli di prezzo nettamente inferiori a quelli iniziali (rispettivamente -14% e -22%), a metà 2021 erano tornati sui livelli iniziali, mentre alla fine del triennio risultavano notevolmente superiori a quelli del gennaio 2019 (rispettivamente +28% e +20%). Tali oscillazioni si contrappongono alla sostanziale stabilità del livello generale dei prezzi, che solo nell'ultimo semestre del 2021 mostra sensibili cenni di rialzo, che determinano comunque un aumento del solo 4% rispetto a inizio triennio.

FIG. 2.29 *Livello dei prezzi nell'ultimo triennio*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto a quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.30).

FIG. 2.30 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'aumento registrato nel 2021 in Italia (14,9%) risulta più marcato della media dell'area euro (9,6%), nell'ambito della quale si riscontrano situazioni molto differenziate: incrementi molto contenuti in Germania (+1,3%) e Francia (+3%), mentre all'opposto la Spagna presenta un aumento (35,6%) più che doppio di quello italiano. Si giunge a valutazioni simili considerando l'insieme degli ultimi tre anni, in cui l'Italia presenta un aumento (30,7%) sensibilmente superiore alla media dell'area euro (23,7%) nonché alla Francia (14,8%) e, soprattutto, alla Germania (9,4%), mentre si posiziona all'opposto la Spagna, con un aumento notevole (+52,2%) e superiore di oltre venti punti a quello italiano.

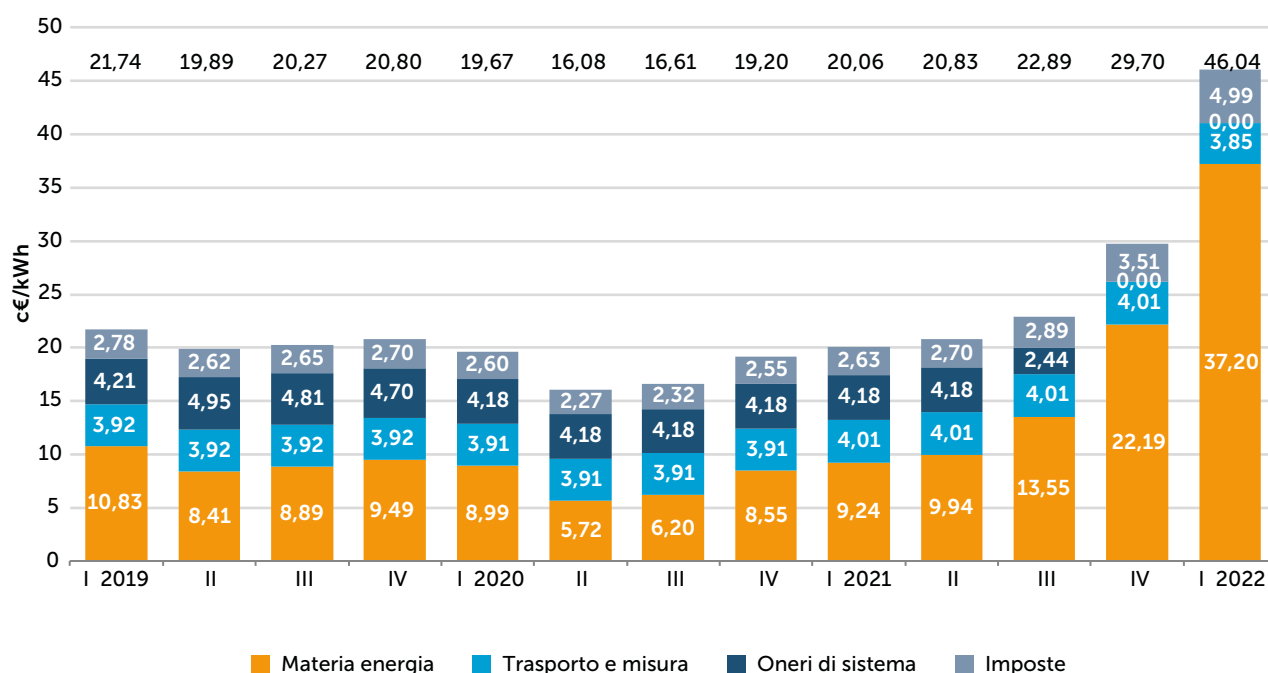
Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Le condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) hanno risentito negli ultimi due anni degli effetti della pandemia, che ha condotto dapprima a un minimo pluriennale nel secondo semestre 2020, dopodiché la graduale ripresa delle attività ha determinato nei dodici mesi successivi una progressiva risalita verso i valori precedenti l'evento pandemico; dopo la metà del 2021 gli incrementi sono stati sempre più forti e hanno condotto a un valore più che raddoppiato a inizio 2022, pur in presenza delle significative misure di contenimento adottate dal Governo e dall'Autorità (Fig. 2.31). La dinamica complessiva, appena descritta, risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia, la cui evoluzione è collegata alle condizioni dei mercati all'ingrosso, essendo la voce con la maggiore incidenza, condiziona l'andamento del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2019 a gennaio 2022) tale componente ha presentato un minimo (5,72 c€/kWh) nel secondo trimestre 2020 per poi salire progressivamente sino a un valore circa sei volte superiore nel primo trimestre del 2022 (37,2 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti sostanzialmente stabili in tutto il periodo intorno al valore medio di 4 c€/kWh, salvo una lieve riduzione a inizio 2022;

- gli oneri di sistema presentano dapprima un valore medio prossimo a quello della voce precedente (4,18 c€/kWh), successivamente, dopo la metà del 2021, sono stati oggetto di interventi del Governo che hanno condotto alla loro riduzione a 2,44 c€/kWh nel terzo trimestre del 2021 e al loro azzeramento a partire dal trimestre successivo.

FIG. 2.31 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW



Fonte: ARERA.

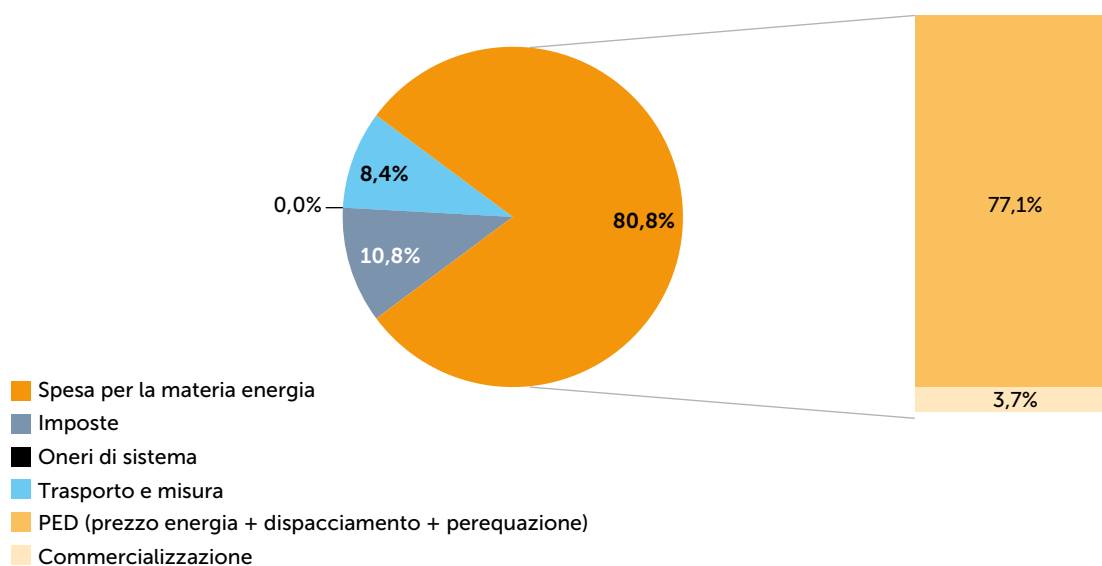
Al 1° gennaio 2022, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 41,05 c€/kWh al netto delle imposte e a 46,04 c€/kWh al lordo delle imposte (Fig. 2.32).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2022 hanno un'incidenza dell'80,8%, quasi raddoppiata rispetto a un anno prima (46,1%). 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 10,8% del prezzo lordo complessivo, incidenza quasi dimezzata rispetto a inizio 2021 (20%).

FIG. 2.32 Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2022



Fonte: ARERA.

Infine, al 1° gennaio 2022, come già nel trimestre precedente, gli oneri generali di sistema (che dodici mesi prima costituivano circa il 21% del prezzo totale) sono stati azzerati in virtù delle misure adottate dal Governo e dall'Autorità per neutralizzare in parte gli effetti dei forti aumenti nella componente materia prima e contenere quindi l'aumento del prezzo finale.

La tavola 2.68 illustra la ripartizione degli oneri generali di sistema, di competenza del 2021, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A_{3^*SOS} . Nel 2021 il gettito rinveniente dai corrispettivi applicati ai consumatori finali è stato affiancato dai contributi a carico del bilancio dello stato previsti dai provvedimenti del Governo per contenere gli aumenti dei prezzi finali. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

TAV. 2.68 Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2021 (in milioni di euro)

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA CONSUMATORI	CONTRIBUTI DA BILANCIO STATO ^(A)
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	7.907,63	3.428,51
$A_{3^*SOS}^{(B)}$	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	7.119,27	3.428,51
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.129,14	-
$A_{91/14SOS}^{(C)}$	Sconti previsti dal decreto legge n. 91/2014	-340,77	-
A_{RIM}	Rimanenti oneri generali	1.240,10	435,39
A_{2RIM}	Oneri per il finanziamento attività nucleari residue	208,08	45,73
A_{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-	-
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	219,89	37,11
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	41,65	9,29

(segue)

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA CONSUMATORI	CONTRIBUTI DA BILANCIO STATO ^(A)
A _{SRIM}	Bonus sociale	242,75	295,66
A _{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	61,72	13,96
A _{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	385,96	18,42
A _{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	40,99	7,86
A _{mctRIM}	Misure di compensazione territoriale	39,07	7,37
TOTALE		9.147,73	3.863,90

(A) Disposti con i decreti legge 22 marzo 2021, n. 41, 25 maggio 2021, n. 73, 27 settembre 2021, n. 130. Gli stanziamenti dei decreti legge nn. 41/2021 e 73/2021 sono stati destinati in parte alla copertura degli sconti sulle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura dei consumatori in bassa tensione altri usi.

(B) Compresi gli sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

(C) L'elemento A_{91/14505} è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

L'affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita, anche definita con termine inglese *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2021 mostra una significativa riduzione rispetto agli anni precedenti, rappresentando il valore più basso ad oggi registrato. Nella tavola 2.69 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2021.

TAV. 2.69 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENS ^(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431	1.481

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.70 è riportato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2021. Nel 2021 si è registrato un solo incidente rilevante, ossia un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh. Il calcolo della ENS considera gli interventi delle imprese distributrici che, quando si verificano disalimentazioni di una o più cabine primarie, intervengono controalimentando gli utenti connessi alle reti di distribuzione tramite altre cabine primarie e tramite la rete di distribuzione (c.d. mitigazione).

TAV. 2.70 *Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)*

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Incidenti rilevanti	1	2	3	2	0	2	1	2	1	4	1	1
ENS	339	1.305	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593	2.437	8.063	828	308

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.71 è riportato il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2021 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

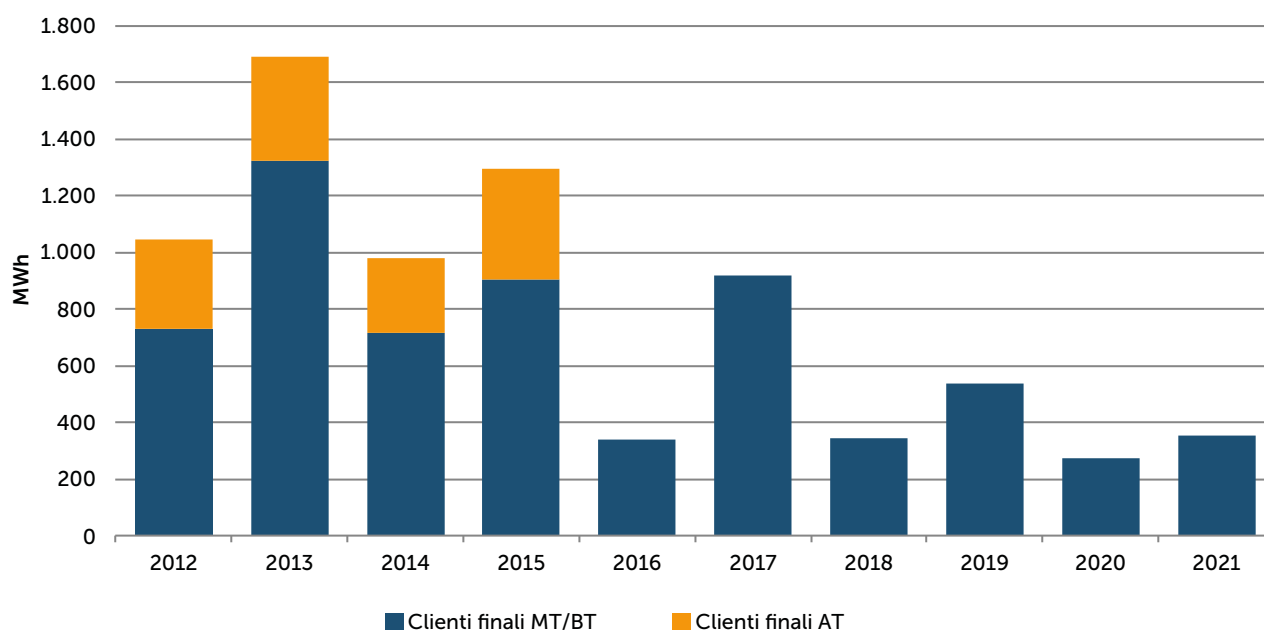
TAV. 2.71 *Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)*

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Episodi	17	22	9	17	6	12	17	18	41	26
Energia oggetto di mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392	785	275	1.844	910

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

L'Autorità ha definito una regolazione premi-penalità dell'affidabilità del servizio di trasmissione, il cui indicatore è la ENS per cause riconducibili all'operato di Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento per la ENS determinata da incidenti rilevanti (ENS regolata).

L'andamento della ENS regolata (ENSR) negli anni dal 2012 al 2021 (Fig. 2.33) evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un *trend* di riduzione dell'energia non fornita, significativamente superiore agli obiettivi fissati sulla base di dati storici (il livello obiettivo per l'anno 2021 è pari a 820 MWh, era pari a 980 MWh nel 2016 e sarà pari a 763 MWh nel 2023); 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 in quanto i clienti finali sono oggetto di regolazione individuale.

FIG. 2.33 Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Il numero medio delle interruzioni di durata superiore a un secondo per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.72. Nel 2021 tale numero medio, su base nazionale, è in leggera riduzione rispetto al biennio 2019-2020 e sostanzialmente in linea con la media degli anni 2014-2018.

TAV. 2.72 Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN^(A)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72	0,29
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55	0,27
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77	0,23
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43	0,23
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62	0,57
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02	1,68
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07	0,66
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56	0,28
TOTALE TERNA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72	0,59

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Indisponibilità degli elementi della rete di trasmissione nazionale

Un elemento della Rete di trasmissione nazionale è detto “indisponibile” quando non è utilizzabile da Terna per lo svolgimento dell’attività di trasmissione. L’indisponibilità è considerata programmata se pianificata con almeno sette giorni calendariali di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

L’indisponibilità di un elemento di rete può comportare una riduzione della capacità di trasporto, con potenziali effetti economici negativi per gli utenti della rete, e occasionalmente può contribuire a disalimentazioni, in caso di successivi guasti su altri elementi di rete. Tale situazione accade ad esempio quando un utente connesso in assetto cosiddetto “magliato” con due linee di alimentazione risulta temporaneamente connesso in assetto radiale (ossia, con una sola linea di alimentazione residua) e poi quest’ultima linea residua si disconnette.

Nelle tavole da 2.73 a 2.76 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2021, con un rilievo particolare per l’indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che rappresentano la tipologia di elementi di rete caratterizzata da maggiori indisponibilità. Nel 2021 l’indicatore sintetico di disponibilità segna un’ulteriore riduzione, proseguendo il *trend* che ha caratterizzato gli ultimi cinque anni sia a livello di intera rete, sia per le sole linee aeree. Reciprocamente, si incrementano sia gli indici di indisponibilità programmata, sia quelli di indisponibilità non programmata (a eccezione delle linee aeree 380 kV).

TAV. 2.73 *Indicatore di disponibilità ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%

(A) *Average System Availability Index*: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.74 *ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree*

TENSIONE LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%	98,037%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%	94,771%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%	97,511%

(A) *Average System Availability Index*: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.75 Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Indisponibilità^(A) programmata							
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,4%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%	4,3%	3,5%	3,5%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%	1,6%	1,7%	2,2%
Indisponibilità^(A) non programmata							
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,8%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,3%

(A) L'indisponibilità è calcolata, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN e non rispetto alle sole linee oggetto di almeno un episodio di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.76 Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)							
Linee ≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077	30,820	29,953
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842	41,570
Linee 380 kV	-	-	-	-	20,832	55,958	39,748

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

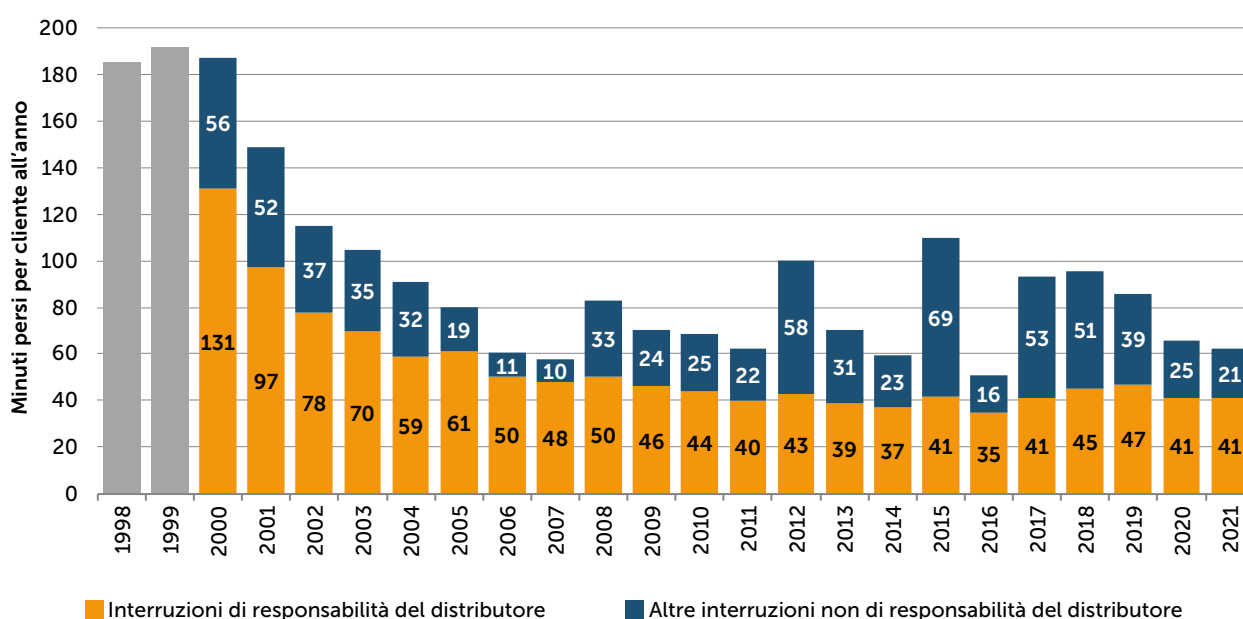
Nel 2021 si registra un lieve miglioramento rispetto al 2020 per la durata media delle interruzioni per utente e un leggero peggioramento per il numero medio delle interruzioni per utente.

Si conferma pertanto il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2021 registra un miglioramento pari al 67% per la durata delle interruzioni e pari al 41% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti).

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2021, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.34 e Fig. 2.35) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,23 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.36 e Fig. 2.37), con un miglioramento pari al 30% rispetto al 2008 (anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità per il numero di interruzioni). 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), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

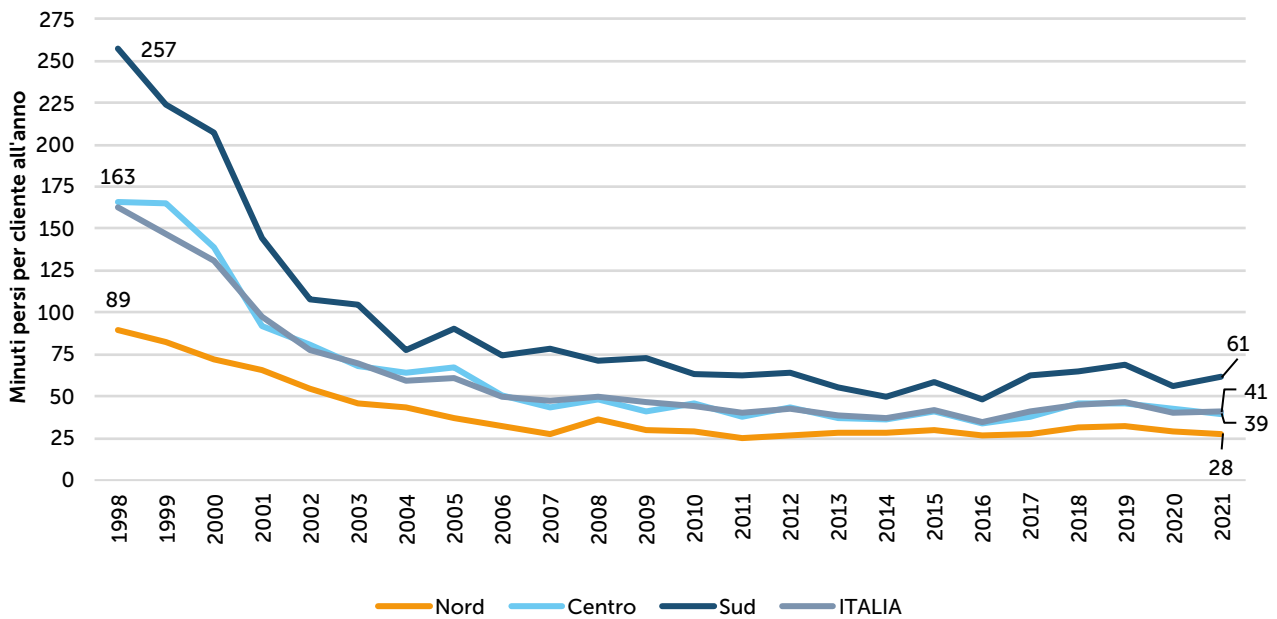
FIG. 2.34 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

Fonte ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

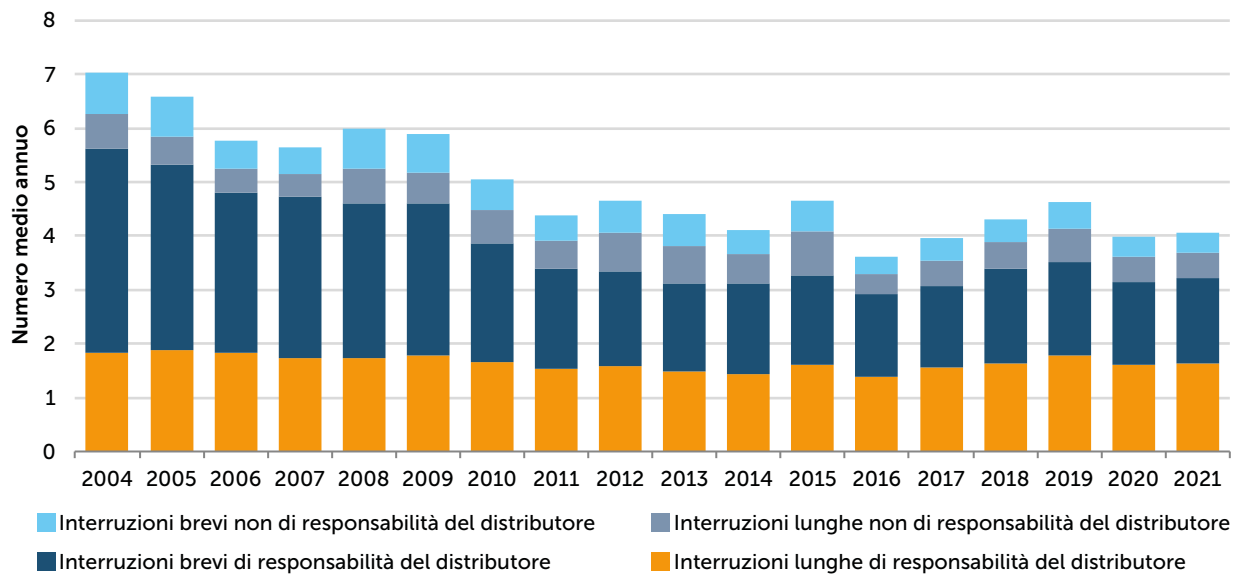
FIG. 2.35 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

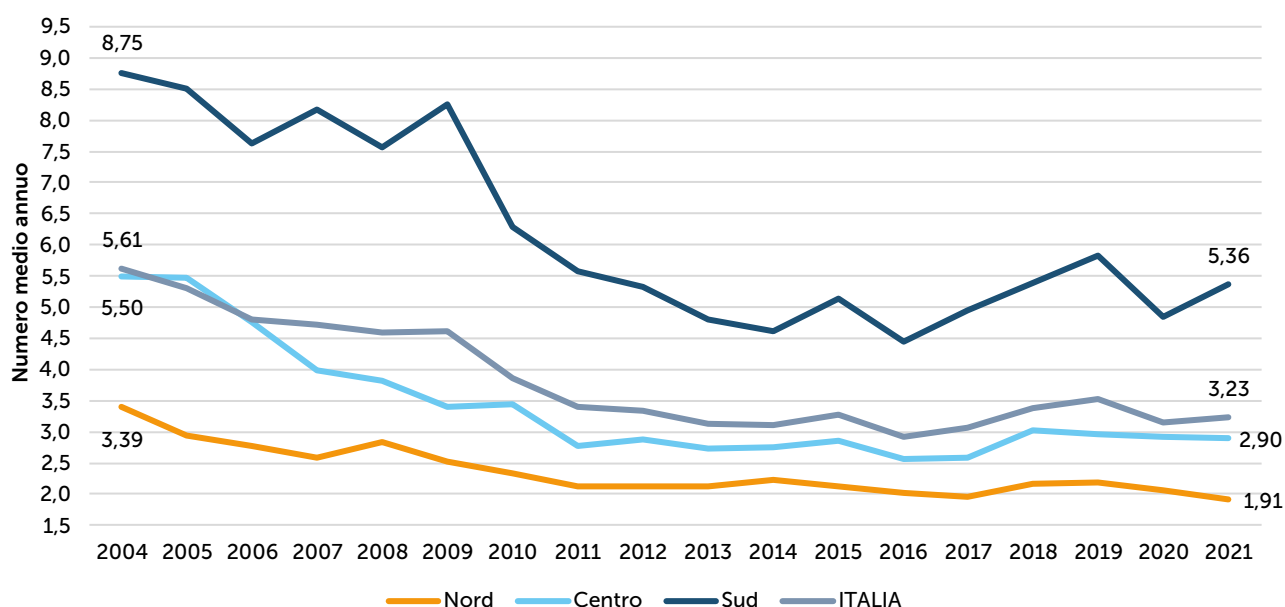
Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.36 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa).

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.37 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)

(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.77 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrate nel corso del 2021.

TAV. 2.77 Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2021^(A)

REGIONE O AREA	DURATA DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	49	1,56	1,35	1,87
Valle d'Aosta	22	0,68	0,63	1,10
Liguria	38	1,18	1,02	1,26
Lombardia	27	0,73	0,86	0,75
Trentino-Alto Adige	42	1,24	1,38	2,88
Veneto	31	0,88	1,38	3,42
Friuli-Venezia Giulia	38	1,11	1,23	2,15
Emilia-Romagna	35	1,02	1,18	1,89
Toscana	71	1,54	1,62	2,09
Marche	62	1,69	1,62	3,68
Umbria	40	1,46	1,55	3,21

(segue)

REGIONE O AREA	DURATA DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Lazio	61	2,19	1,86	3,58
Abruzzo	63	2,33	2,67	6,59
Molise	49	1,65	2,02	5,24
Campania	90	3,53	2,98	3,26
Puglia	97	3,80	3,42	4,64
Basilicata	61	2,03	2,64	4,80
Calabria	80	3,46	2,67	6,11
Sicilia	127	4,66	3,69	7,77
Sardegna	94	2,97	3,39	6,37
Nord	39	1,19	1,18	1,88
Centro	62	1,85	1,73	3,05
Sud	96	3,64	3,20	5,55
ITALIA	62	2,12	1,95	3,30

(A) Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Regolazione per esperimenti della qualità del servizio di distribuzione

Dal 2020 è in vigore la regolazione per esperimenti, applicata in ambiti con livelli di durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto D1) e/o numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto N1) sensibilmente peggiori dei livelli obiettivo fissati dall'Autorità.

Due imprese (Areti ed e-distribuzione) hanno presentato un progetto, che include la sperimentazione di nuove tecnologie, impegnandosi a raggiungere il livello obiettivo (o tendenziale) prefissato entro il 2023 lungo un percorso di miglioramento "personalizzato"; appartengono a questo regime il 20% circa degli ambiti e il 27% circa degli utenti.

Confrontando il dato 2021 con quello del 2019, per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori i miglioramenti (in media) sono più elevati rispetto agli ambiti non soggetti a esperimenti (Tav. 2.78).

TAV. 2.78 *Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2021 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti^(A)*

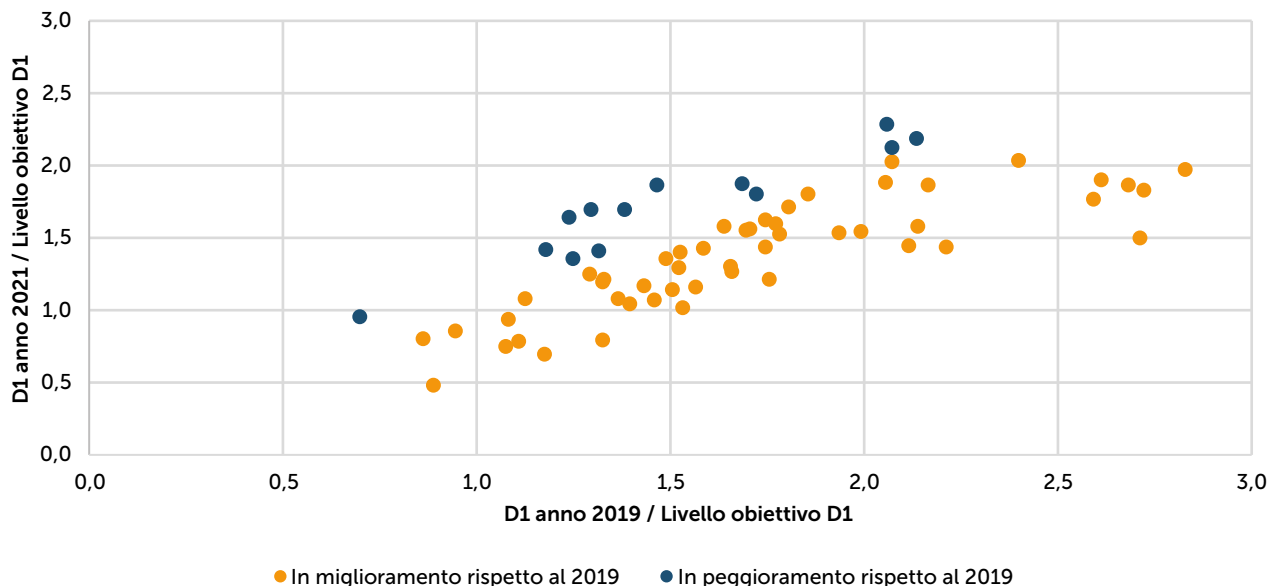
REGOLAZIONE	NUMERO DI UTENTI BT	NUMERO DI AMBITI	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE D1	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE N1
Ambiti soggetti a esperimenti	9.797.387	63	15,4%	10,3%
Ambiti non soggetti a esperimenti	26.823.038	267	11,4%	6,6%

(A) Riferita a e-distribuzione e altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Per ogni ambito territoriale e separatamente per la durata (D1) e il numero (N1), il confronto fra il dato 2021 (in ordinata) e il dato 2019 (in ascissa), entrambi rapportati ai livelli obiettivo fissati dall’Autorità, evidenzia che la continuità del servizio è migliorata nel 2021 rispetto al 2019 per la maggior parte degli ambiti in esperimento.

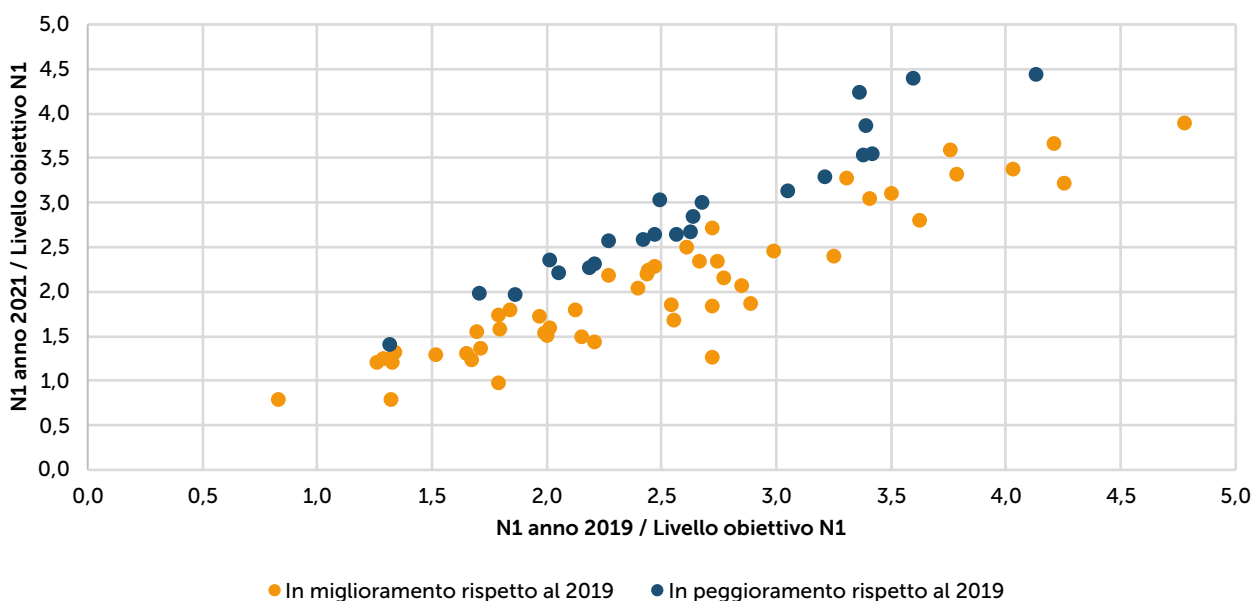
FIG. 2.38 Durata di interruzione (D1) nel 2021 a confronto con quella del 2019^(A)



(A) Riferita alle imprese distributrici Areti ed e-distribuzione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.39 Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quelle del 2019^(A)



(A) Riferita alle imprese distributrici Areti ed e-distribuzione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

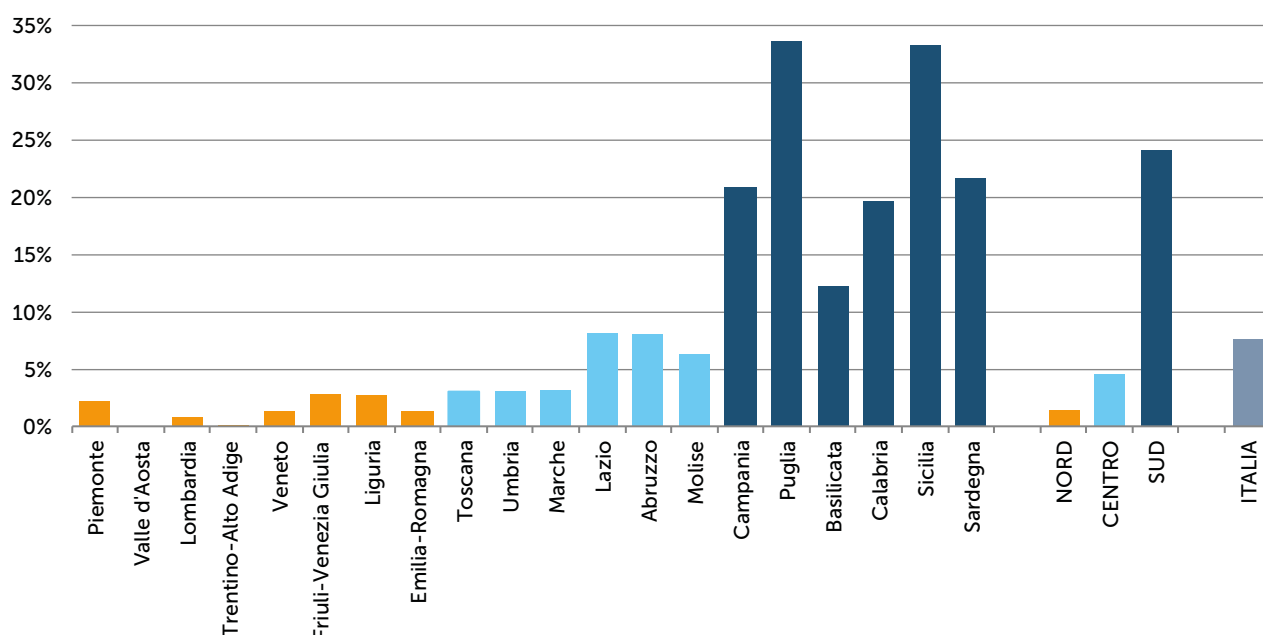
Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono un meccanismo di regolazione individuale di tutela anche per gli utenti alimentati in media tensione.

Gli utenti in media tensione che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (fino a 6 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con più di 50.000 abitanti, fino a 9 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con un numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000, e fino a 10 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni fino a 5.000 abitanti) ricevono un indennizzo economico, ma a condizione di avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità qualora l'impianto sia stato realizzato prima del novembre 2006. Questo perché la regolazione ha anche l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

Gli utenti in media tensione che nel 2021 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti") sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 24%, ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.40); nel 2020 la percentuale degli utenti peggio serviti era pari al 21% al Sud (rispetto al 7% medio nazionale) e nel 2019 la percentuale degli utenti peggio serviti era pari al 29% al Sud (9% la media nazionale).

FIG. 2.40 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

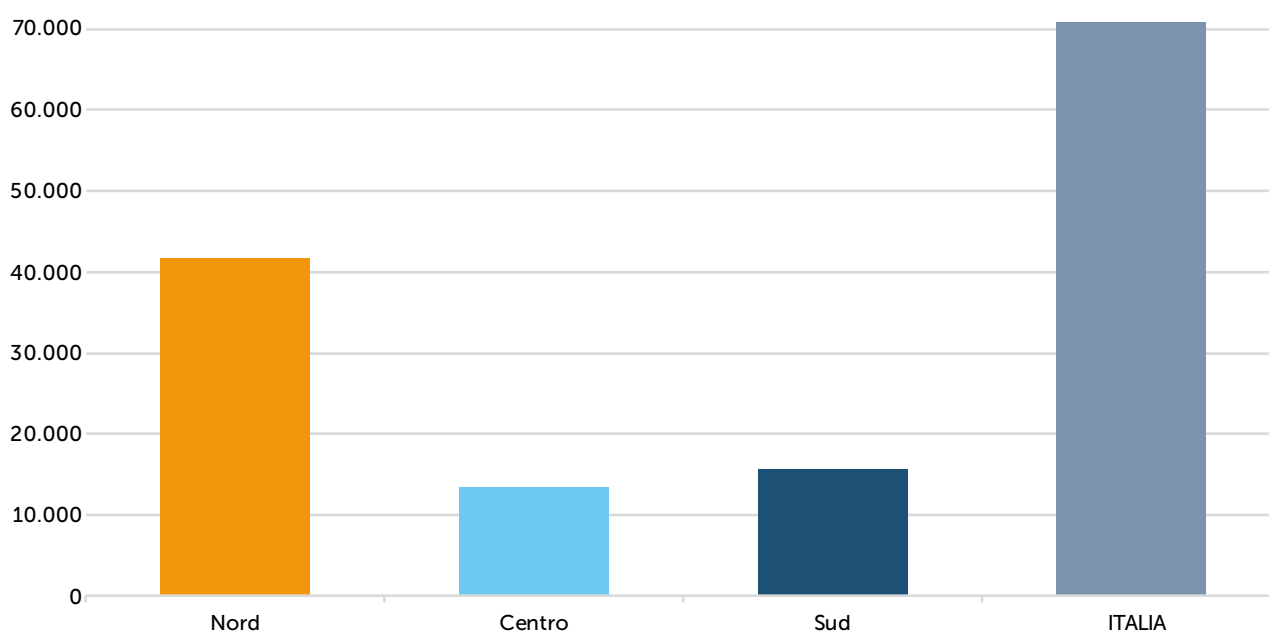
Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS), perché la non adeguatezza dei loro impianti potrebbe comportare, per guasti all'interno degli stessi, interruzioni a tutti gli utenti connessi alla medesima linea elettrica.

Per l'anno 2021 il CTS complessivamente pagato ammonta a circa 30 milioni di euro (contro i circa 600 milioni di euro nel periodo 2007-2021); l'importo medio del CTS corrisposto dagli utenti per ogni impianto non adeguato, complessivamente pari a poco più di 29.000 impianti, è stato pari a circa 1.000 euro.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2021 è in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Tale andamento è spiegabile con l'aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2021, che ha superato le 70.000 unità (Fig. 2.41); al 31 dicembre 2020 il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati era di poco superiore alle 69.000 unità mentre al 31 dicembre 2019 era di poco superiore alle 67.000 unità.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2021 sono in aumento rispetto al 2020, come mostrato nella tavola 2.79; ciò è dovuto sia alla ripresa delle attività economiche dopo l'emergenza Covid-19 (perché il calcolo della penalità dipende dalla potenza effettivamente interrotta all'utente in media tensione), sia al lieve peggioramento del numero delle interruzioni rispetto al 2020.

FIG. 2.41 Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.79 *Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati (in milioni di euro)*

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA A CSEA
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0
2017	5,7	3,6	2,1
2018	8,4	5,4	3,0
2019	9,0	5,9	3,1
2020	5,8	4,1	1,7
2021	10,0	7,9	2,1

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni (in cui si azzerava la tensione di esercizio su tutte le fasi), gli utenti di tipo industriale, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati sui buchi di tensione per ogni rete in media tensione sono disponibili:

- fino al 2015 attraverso il monitoraggio di un campione del 10% delle semisbarre MT delle cabine primarie, dati che sono resi disponibili attraverso il portale QuEEN (Qualità dell'energia elettrica) della società Ricerca sul sistema energetico – RSE;
- dal 2016 attraverso il monitoraggio di tutte le semisbarre MT delle cabine primarie con apparecchiature che costituiscono parte del Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione (MonNaLISA), sviluppato da RSE, la quale aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

Considerando che la registrazione dei buchi di tensione su tutta la rete in media tensione è un processo oneroso e complesso e che pertanto i dati 2021 sono ancora in fase di elaborazione e verifica, la tavola 2.80 riporta il numero medio di buchi di tensione registrati nel periodo 2016-2020 dal Sistema nazionale di monitoraggio

della qualità della tensione, riferito a tutte le semisbarre monitorate. I buchi di tensione sono classificati secondo le classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

La tavola 2.81 riporta il numero medio di buchi di tensione per semisbarra monitorata nell'anno 2020, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011.

TAV. 2.80 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

INDICATORE ^(A)	2016	2017	2018	2019	2020
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99	100,86	79,57
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80	32,26	27,12
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65	12,45	9,92

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.81 *Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2020*

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	10-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	32,51	4,03	0,79	0,28	0,09
70 ≤ u < 80	13,35	2,56	0,30	0,11	0,02
40 ≤ u < 70	16,13	3,09	0,30	0,10	0,04
5 ≤ u < 40	4,92	0,75	0,10	0,02	0,01
1 ≤ u < 5	0,01	0,02	0,02	0,01	0,03
TOTALE	66,92	10,45	1,51	0,52	0,19

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2020. Le celle evidenziate corrispondono a buchi di tensione con caratteristiche tali da poter essere sopportati dalle apparecchiature utilizzatrici appartenenti alle classi 2 e 3 di cui alla norma CEI EN 61000-2-4.

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.82 è tratta dalla prima pubblicazione comparativa dell'Autorità sui buchi di tensione e riporta il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente in media tensione (clienti finali e produttori) nell'anno 2020, aventi origine nelle reti di distribuzione in media tensione e misurati da apparecchiature in servizio per almeno 350 giorni, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. I buchi di tensione "severi" sono quelli di cui alla norma CEI EN 50160 classificati come N3b al netto delle celle D1 e X1, come indicato nella tavola 2.80.

TAV. 2.82 Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2020 per regione e distributore^(A)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT
AIR-Azienda Intercomunale Rotaliana	Trentino-Alto Adige	0,00
Amaie	Liguria	0,00
Azienda Reti Elettriche	Trentino-Alto Adige	0,00
Reti di Voghera	Lombardia	0,00
Acegasapsamga	Friuli-Venezia Giulia	0,09
Ireti	Emilia-Romagna	0,34
Deval	Valle d'Aosta	0,36
Unareti	Lombardia	0,37
Set Distribuzione	Trentino-Alto Adige	0,40
Megareti	Veneto	0,55
Dea	Marche	0,62
e-distribuzione	Lombardia	0,71
Ireti	Piemonte	0,72
e-distribuzione	Emilia-Romagna	0,79
Asm Terni	Umbria	0,98
Assm	Marche	1,00
Odoardo Zecca	Abruzzo	1,00
Areti	Lazio	1,04
Inrete Distribuzione Energia	Emilia-Romagna	1,20
e-distribuzione	Piemonte	1,79
Servizi a rete	Veneto	2,03
Edyna	Trentino-Alto Adige	2,10
Assem	Marche	2,24
Ld Reti	Lombardia	2,44
e-distribuzione	Veneto	2,69
e-distribuzione	Toscana	2,85
e-distribuzione	Sardegna	2,88
Asm Vercelli	Piemonte	4,74
e-distribuzione	Molise	3,49
Azienda Servizi di Bressanone	Trentino-Alto Adige	3,71
Secab Società Cooperativa	Friuli-Venezia Giulia	4,00
e-distribuzione	Calabria	4,09
e-distribuzione	Friuli-Venezia Giulia	4,45
e-distribuzione	Umbria	4,91
e-distribuzione	Marche	5,63
e-distribuzione	Abruzzo	5,83
e-distribuzione	Campania	6,21
e-distribuzione	Liguria	6,23
e-distribuzione	Lazio	10,02
e-distribuzione	Basilicata	12,15

(segue)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT
e-distribuzione	Puglia	14,68
e-distribuzione	Sicilia	15,12
Amet	Puglia	18,41
Reti Più	Lombardia	N.A.
TOTALE	ITALIA	3,68

(A) Con origine nelle reti monitorate per almeno 350 giorni.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

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 (Tav. 2.83).

TAV. 2.83 Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

La tavola 2.84 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2021 per il superamento di tali standard: quasi 21 milioni di euro a circa 390.000 utenti in bassa tensione (in media circa 53€ per utente) e circa 3 milioni di euro a circa 4.500 utenti in media tensione (in media 647€ per utente).

TAV. 2.84 Indennizzi automatici erogati nel 2021 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	81.754	3,6	417	0,3
Media	223.967	11,2	2.673	1,8
Bassa	83.364	5,7	1.380	0,9
TOTALE	389.085	20,6	4.470	3,0

Fonte: ARERA.

Per il 2021, circa 14 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Sempre per il 2021, circa 10 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Tav. 2.85); come ha stabilito la regolazione, infatti, superate le 72 ore di interruzione, l'onere aggiuntivo degli indennizzi è posto in capo all'impresa distributtrice e/o a Terna, anche se la causa di innesco dell'interruzione è attribuibile a forza maggiore.

TAV. 2.85 *Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributtrici e da Terna (in milioni di euro)*

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3
2019	61,1	44,5	16,6
2020	33,9	22,7	11,3
2021	23,6	13,9	9,7

Fonte: ARERA.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (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 e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

I clienti finali che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico vengono informati dall' esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Dal 2013 alcuni standard sono applicabili anche ai produttori di energia elettrica.

Le imprese distributtrici 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).

TAV. 2.86 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)*

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70
2017	29.791	35.885	3,76
2018	32.389	31.690	2,79
2019	54.113	50.218	4,27
2020	31.389	36.270	4,41
2021	37.524	42.428	3,84

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Il numero di prestazioni richieste dai clienti finali e produttori nel 2021 è in aumento rispetto a quanto registrato nel 2020 e in linea con gli anni precedenti: nel 2021 sono state richieste circa 4,3 milioni di prestazioni a fronte di circa 3,9 milioni di prestazioni richieste nel 2020, mentre nel periodo 2016-2019 sono state richieste in media circa 4,6 milioni di prestazioni; ciò ha influito sul numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e sul numero degli indennizzi corrisposti, nell'anno 2021, che sono in aumento rispetto ai casi registrati nel 2020.

L'ammontare totale degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2021 è invece in diminuzione rispetto al 2020 principalmente per il minore ritardo medio nell'esecuzione delle prestazioni che comporta una minore occorrenza di raddoppio o triplicazione del valore di ciascun indennizzo rispetto all'indennizzo automatico base (Tav. 2.86).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (dalla tavola 2.87 alla tavola 2.93), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2021 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, all'esecuzione di lavori semplici e complessi, al ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, all'esecuzione di lavori complessi, all'attivazione della fornitura, alla disattivazione della fornitura, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, alla sostituzione del gruppo di misura guasto e alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura;
- per i produttori in bassa e media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

TAV. 2.87 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	163.130	9,83	2,34%	3.533
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	174.070	6,90	3,47%	7.394
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	63.414	34,17	7,60%	4.958
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.570.841	0,83	0,41%	7.189
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	851.378	0,72	0,29%	3.173
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	937.464	0,07	0,25%	2.582
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	193.051	-	1,85%	3.488
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	77.601	1,85	3,62%	3.911
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	13.676	9,43	1,99%	307
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.630	5,82	1,95%	189
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4.263	14,03	2,09%	110
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.255	70,52	18,10%	316

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.88 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	85.357	9,91	2,25%	1.707
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	99.531	7,04	4,05%	4.442
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	39.257	35,54	8,76%	3.395

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.89 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	28.701	5,35	1,98%	497
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	62.106	3,08	2,28%	1.563
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	1.598	5,31	1,50%	36

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.90 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	12.568	20,11	2,25%	272
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	243	10,73	2,47%	6
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.617	23,90	5,14%	90
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.610	3,49	5,60%	104
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.494	4,96	5,70%	133
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.045	0,69	4,31%	37
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	1.878	-	1,36%	30

(segue)

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	227	13,04	1,32%	6
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	17	12,00	11,76%	1
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	47	18,04	19,15%	8
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	-	-	0

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	5.455	20,57	2,22%	128
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	4	16,25	25,00%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	856	21,49	4,91%	52

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.92 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2021 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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	800	10,15	4,00%	37
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	379	5,09	1,58%	8
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	39	17,20	5,13%	2
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	588	76,33	21,84%	183

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.93 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2021 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

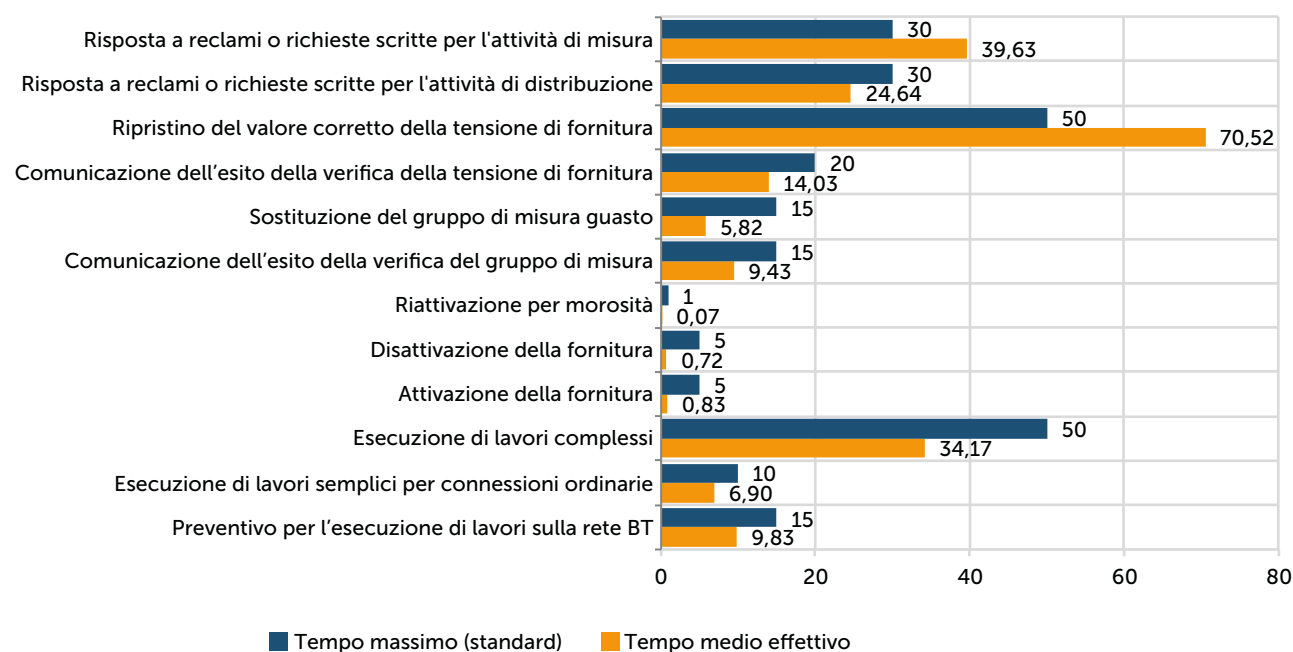
PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	86	9,08	2,33%	4
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	18	6,78	11,11%	1
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2	18,50	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	25,00	0,00%	0

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

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 fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

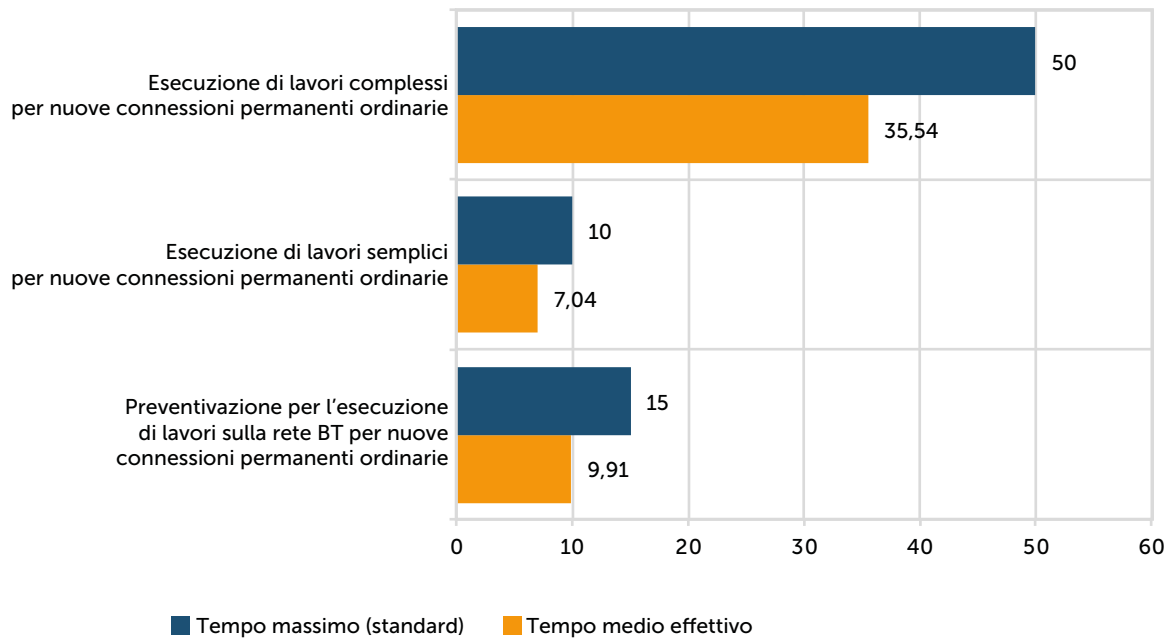
Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2021 per categoria di utenza (dalla figura 2.42 alla figura 2.48), si può osservare che il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, a esclusione:

- per i clienti in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione e misura;
- per i produttori in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.42 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2021 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

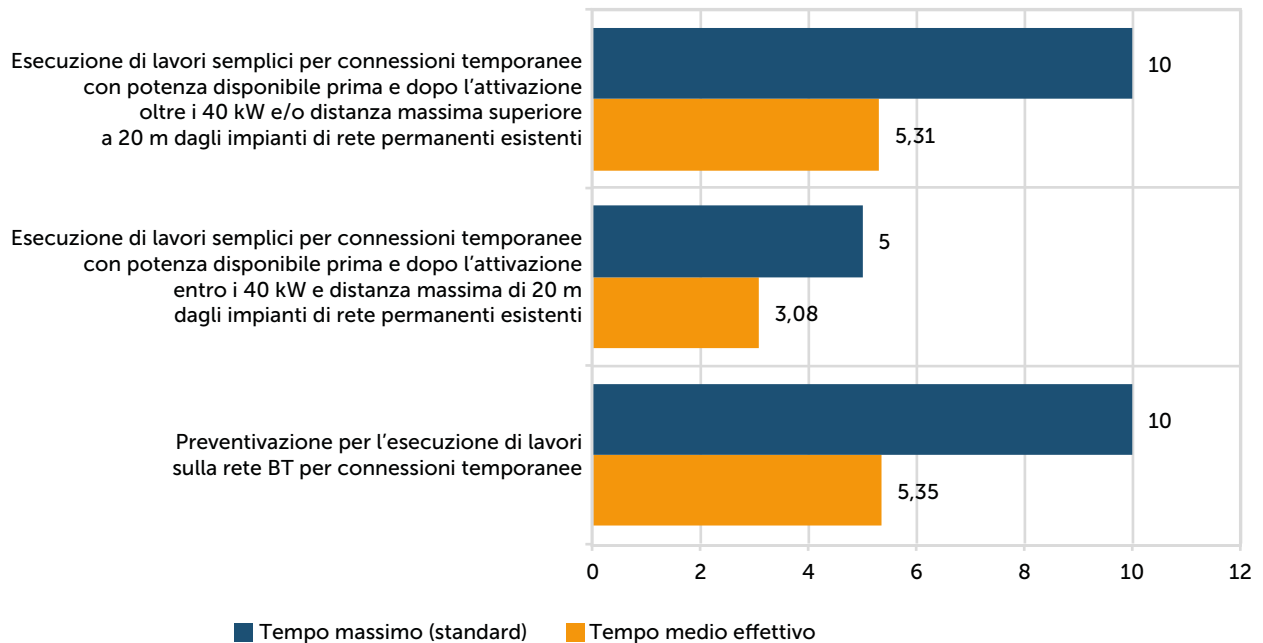
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.43 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



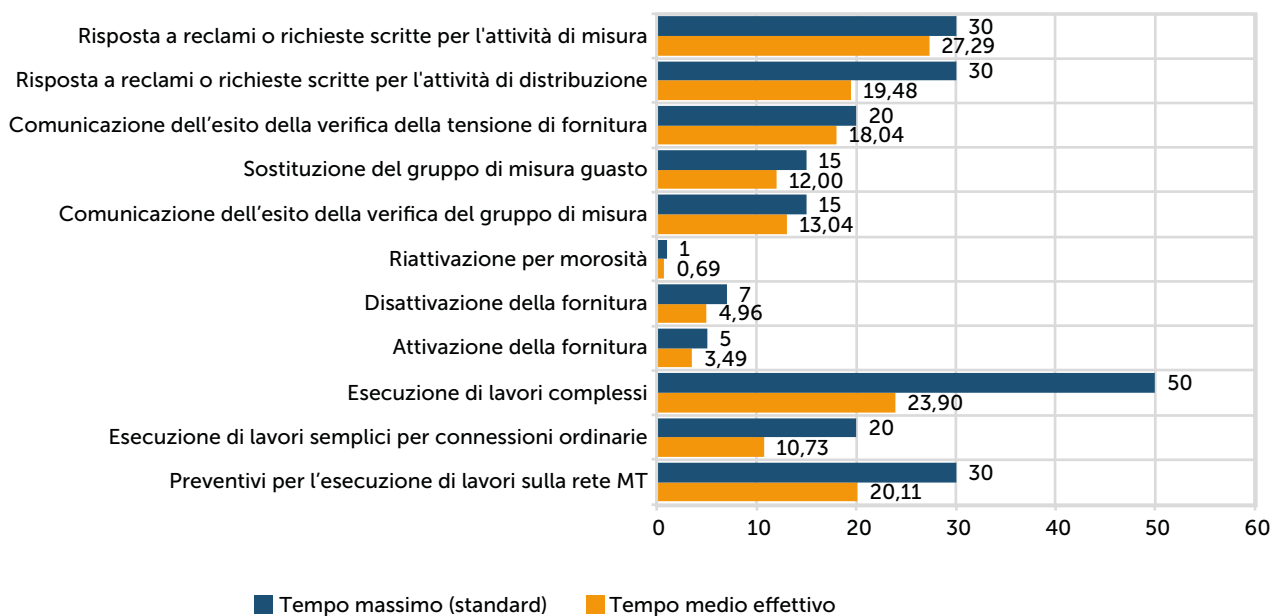
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.44 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



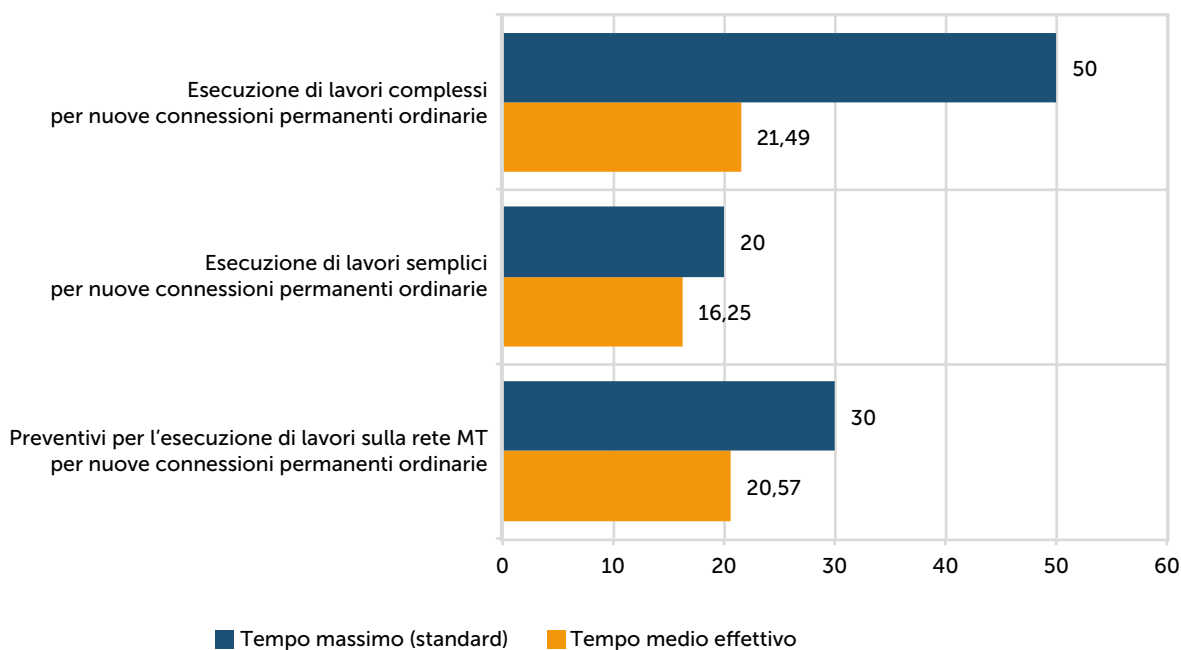
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.45 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



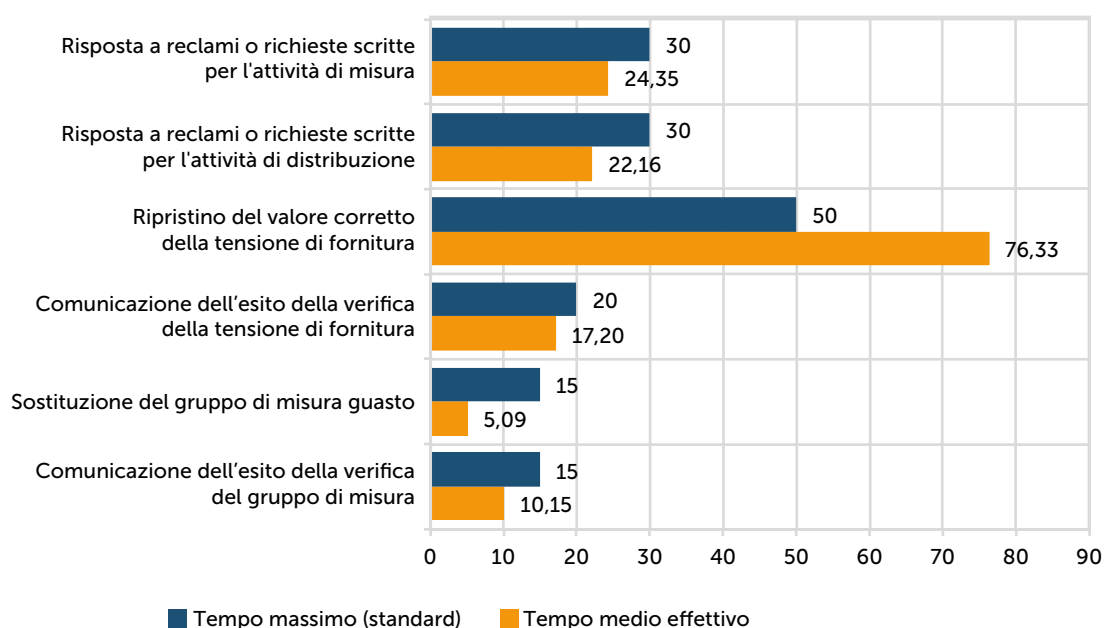
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.46 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



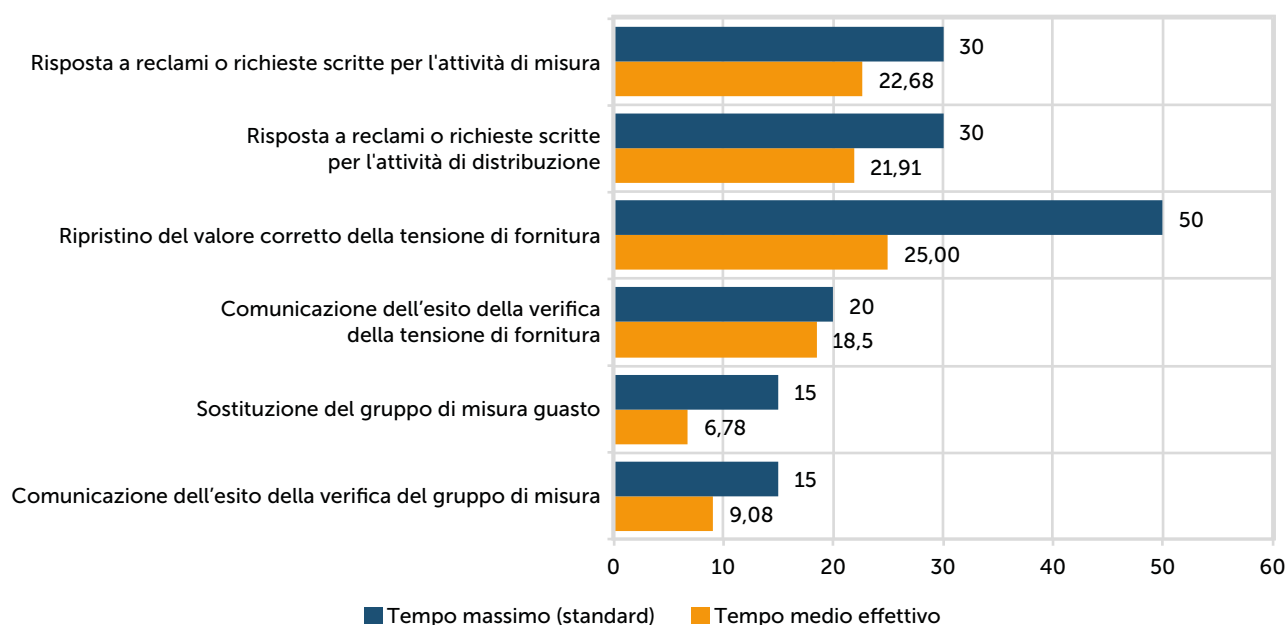
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.47 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.48 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2021 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁵⁶ disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Gli indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazioni scritte sono sottoposte a standard generali. Qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve automaticamente un indennizzo con la prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione.

L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie. Il venditore, inoltre, non è obbligato a corrispondere l'indennizzo automatico quando il mancato rispetto degli standard specifici di qualità è riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure quando è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2021 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 468 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,6 milioni di clienti elettrici. I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazione, esecuzione delle rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2021, risultano inferiori ai rispettivi standard per tutte le prestazioni (Tav. 2.94).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 289.035 reclami scritti, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-2,79%); il 66,91% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 24,71% da clienti non domestici, il 7,36% da clienti multisito e l'1,02% dai clienti in media tensione; il 65,45% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 26,17% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.95).

⁵⁶ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 2.94 Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2021 (in giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,85
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	24,19
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	15,02
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,21

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.95 Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	59.898	57.748
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	25.625	17.901
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	132.274	135.652
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	55.699	53.518
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	3.368	2.942
Clienti multisito	20.477	21.264
TOTALE	297.341	289.035

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazioni ricevute dalle imprese (Tav. 2.96) ammontano a 228.171, in aumento del 17,64% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (75,11%) proviene da clienti domestici, il 16,72% da clienti non domestici. Il 79,27% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (63,35%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 13,50%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazione per il 7,24%.

TAV. 2.96 Numero di richieste di informazioni nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	18.142	26.840
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	8.050	3.955
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	112.863	144.549
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	35.255	34.188
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	3.687	2.127
Clienti multisito	15.963	16.512
TOTALE	193.960	228.171

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.97 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Clients domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	427	351
Clients non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	80	30
Clients domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	3.932	4.149
Clients non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.312	2.244
Clients in media tensione serviti nel mercato libero	165	128
Clients multisito	1.137	959
TOTALE	8.053	7.862

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.97) sono risultate complessivamente 7.862, in diminuzione del 2,37% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente i clienti domestici (57,24%), seguiti dai clienti non domestici (28,92%). Le rettifiche di fatturazione hanno interessato, in particolare, il segmento di mercato dei clienti domestici del mercato libero (52,78%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (28,55%). Una quota pari al 12,20% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 4,47% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,63% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,38% i clienti non domestici in tutela.

Nel 2021 le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante) sono risultate 859, in diminuzione rispetto all'anno precedente dell'11,17%. Le rettifiche hanno interessato, nell'82,31% dei casi, i clienti domestici e non domestici del mercato libero (rispettivamente il 58,44% e il 23,86%); i clienti multisito hanno totalizzato il 13,39%. Infine, la quota delle rettifiche di fatturazione dei clienti domestici in tutela è risultata del 2,79%; mentre quella dei clienti non domestici in tutela è dell'1,05% (Tav. 2.98).

TAV. 2.98 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Clients domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	107	24
Clients non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	10	9
Clients domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	498	502
Clients non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	179	205
Clients in media tensione serviti nel mercato libero	4	4
Clients multisito	169	115
TOTALE	967	859

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenza come nel 98,3% dei casi il mancato rispetto sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, nell'1,65% a cause di terzi (cliente, altre aziende) e nello 0,05% a cause di forza maggiore.

Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici maturati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (Tav. 2.99), si osserva che il 95,84% è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 3,46% alle rettifiche di fatturazione e solo lo 0,70% alle rettifiche di doppia fatturazione. Il 68,85% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 23,78% dai clienti del mercato tutelato, il 6,13% dai clienti multisito e l'1,24% dai clienti in media tensione.

TAV. 2.99 Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2021

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.065	41	17	4.123
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1.877	12	3	1.902
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	11.826	534	102	12.462
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	4.772	170	39	4.981
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	300	14	0	314
Clienti multisito	1.430	106	17	1.553
TOTALE	24.280	877	178	25.335

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Una situazione del tutto simile si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, in termini di importi corrisposti ai clienti. Nel 2021 sono stati erogati in bolletta ai clienti elettrici indennizzi automatici per più di 1,1 milioni di euro (Tav. 2.100). I clienti domestici e non domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 70,40% del totale degli indennizzi corrisposti, i clienti domestici e non domestici del mercato tutelato hanno beneficiato del 22,01% degli indennizzi, mentre i clienti multisito e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 6,24% e dell'1,34% degli indennizzi.

TAV. 2.100 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2021 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	162.125	1.625	825	164.575
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	78.945	450	125	79.520
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	53.2120	24.335	5.480	561.935
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	209.370	7.690	1.450	218.510
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	14.325	525	0	14.850
Clienti multisito	64.275	4.200	750	69.225
TOTALE	1.061.160	38.825	8.630	1.108.615

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende, per il 39,26% dei casi hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 14% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); per il 13,11%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Il 12,01% degli argomenti dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, l'8,53% le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica, il 6,07% la misura, il 2,73% la qualità commerciale, lo 0,66% il bonus sociale e il 3,46% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,17% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, nel 39,70% dei casi l'argomento principale della richiesta ha riguardato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, autolettura, periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 20,77%, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per l'8,48% le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; per l'8,39%, argomenti relativi al mercato quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Il 7,86% delle richieste ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, l'1,58% il bonus sociale, l'1,50% la qualità commerciale, l'1,42% la misura. Il 9,30% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedenti già codificate e l'1,07% ulteriori argomenti non riconducibili a responsabilità dei venditori.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici, analoga per il settore elettrico e per il settore del gas, è quello di tutelare i clienti tramite la definizione di indicatori e standard generali obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, per garantire l'accessibilità al servizio telefonico, ridurre il fenomeno delle linee occupate e limitare attese troppo elevate per parlare con un operatore, assicurando un determinato livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore).

Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire per il servizio telefonico commerciale vi sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre, se sono presenti più servizi);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un "numero verde⁵⁷" da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

57 Il numero verde è un servizio telefonico che permette al cliente di effettuare chiamate addebitandone il costo interamente all'azienda che lo mette a disposizione.

La tavola 2.101 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 2.101 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 <i>call center</i> con presenza di operatori.	AS \geq 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 \leq 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	LS \geq 85%

Fonte: ARERA.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, partecipano annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico (per maggiori dettagli sull'Indagine di qualità dei *call center*, si veda il paragrafo "Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas", nel Volume 2).

Per i venditori con meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Nel 2021 le aziende tenute alla comunicazione dei dati di qualità dei servizi telefonici hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 51 milioni di clienti, di cui più di 32,2 milioni elettrici (62,11% sul mercato libero) e 18,8 milioni gas (64,35% sul mercato libero).

Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese (riferito sia ai clienti elettrici sia ai clienti gas, essendo la regolazione comune ai due settori) ha superato i 46 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente diminuito rispetto all'anno precedente (0,91 chiamate per cliente, contro lo 0,95). Va comunque specificato che il dato riferito alle chiamate per cliente (ottenuto suddividendo il numero di chiamate complessive per il numero totale di clienti) è solamente indicativo, poiché i *call center* svolgono una serie di funzioni che spaziano dalla richiesta di informazioni all'assistenza in caso di problemi anche per servizi aggiuntivi rispetto alla sola fornitura di energia elettrica e gas (o estranei ai servizi considerati in questa sede, nel caso delle aziende *multiutility*).

Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere; sempre più fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto (area web, applicazioni per smartphone, ecc.).

Dei 150 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2021, la maggioranza (55,83%) risulta operativa dal lunedì al sabato. 47 sono risultati operativi dal lunedì al venerdì (rispetto ai 42

del secondo semestre del 2020), 83 dal lunedì al sabato (rispetto ai 74 del secondo semestre del 2020) e 20 dal lunedì alla domenica (rispetto ai 19 del secondo semestre del 2020).

I numeri verdi risultano essere la maggioranza (78,7%) e sono offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono, ma con almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa.

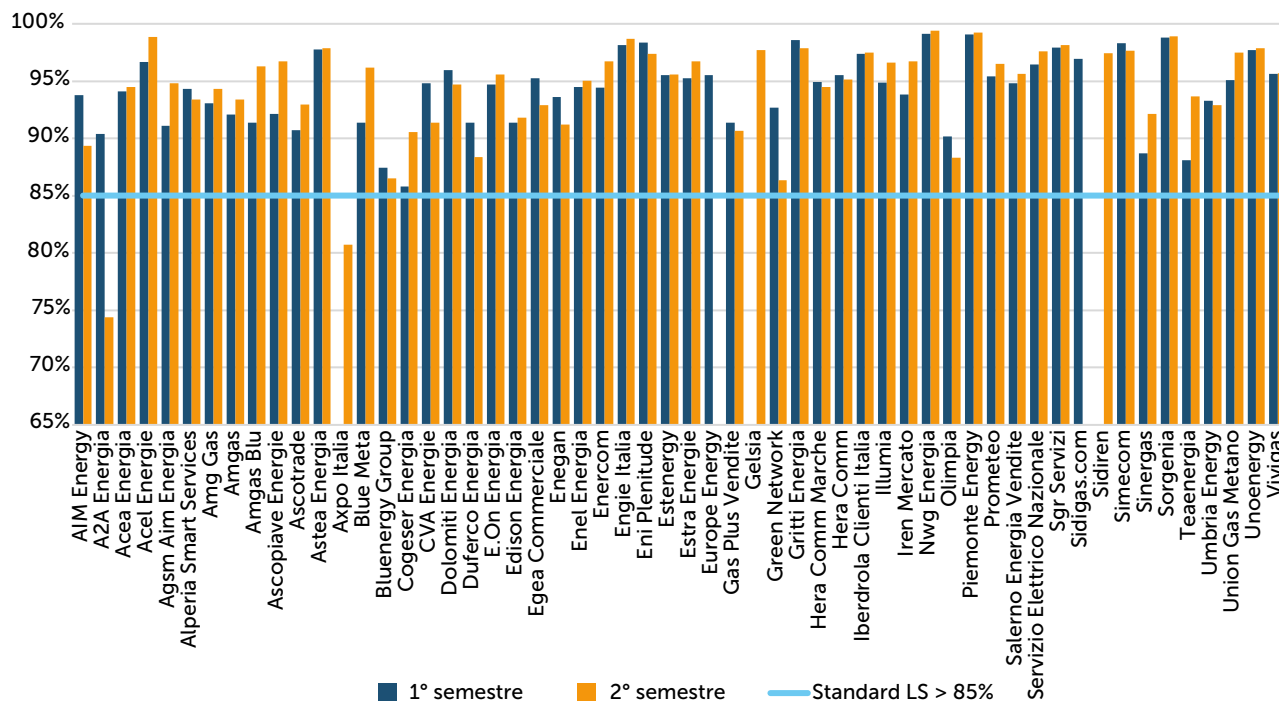
Per quanto riguarda i livelli di servizio (ovvero le chiamate effettuate per parlare con un operatore andate a buon fine), la quasi totalità delle imprese si è attestata su livelli di servizio superiori allo standard generale minimo (Fig. 2.47); la gran parte dei clienti riesce, quindi, a parlare con un operatore senza dover richiamare e con tempi medi di attesa inferiori o largamente inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 2.48).

Quasi tutte le imprese hanno registrato livelli di servizio inferiori allo standard per entrambi i semestri. Le eccezioni sono state riscontrate per periodi temporali circoscritti ai primi tre mesi del secondo semestre del 2021; si può presumere che tali eccezioni siano correlate al maggior ricorso, da parte dei clienti finali, ai *call center* aziendali delle imprese interessate, in corrispondenza del passaggio dal sistema di riconoscimento del bonus gas "a domanda" al sistema automatico, che ha determinato una radicale modifica e semplificazione delle procedure operative funzionali al riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto.

Anche per quanto riguarda il tempo medio di attesa per parlare con un operatore (TMA), le imprese hanno registrato, in media, attese inferiori allo standard generale minimo (attesa media 90,07 secondi), come evidenziato nella figura 2.50; la maggioranza dei clienti è riuscita a parlare con un operatore con tempi inferiori ai 180 secondi previsti dallo standard generale. Nel secondo semestre del 2021 per alcune aziende sono stati riscontrati tempi di attesa più lunghi rispetto agli standard previsti; anche in questo caso, si può presumere che tale fenomeno sia correlato all'aumento delle richieste di informazione e chiarimento generate dal passaggio al sistema automatico di riconoscimento del bonus sociale, che ha avuto un impatto maggiore sui *call center* delle imprese più direttamente interessate dalla tematica bonus.

I risultati del monitoraggio della qualità dei servizi telefonici confermano, comunque, nel complesso, un buon livello di servizio nell'anno 2021, sia per quanto riguarda l'offerta di servizi telefonici messi a disposizione della clientela, sia per i livelli di qualità assicurati nel complesso, anche se, come illustrato, sono state riscontrate delle criticità, circoscritte ad alcuni aspetti specifici e che risulterebbero, in parte, rientrate.

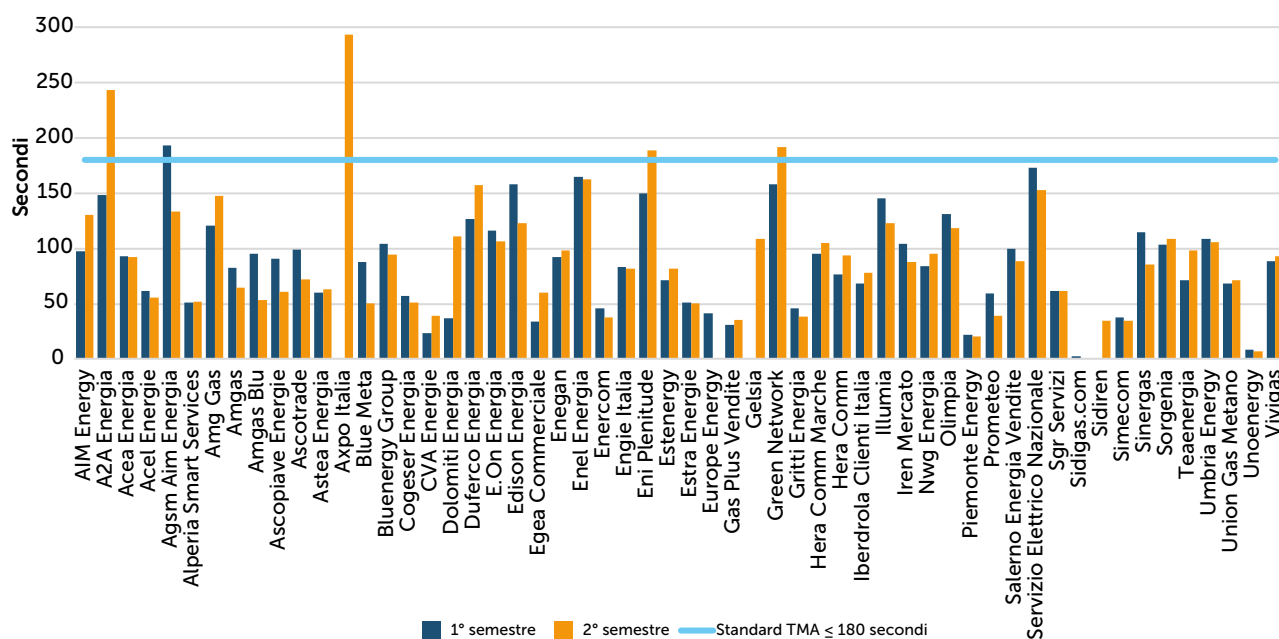
FIG. 2.49 Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2021^(A)



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

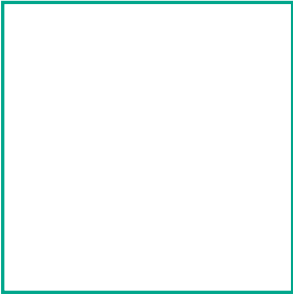
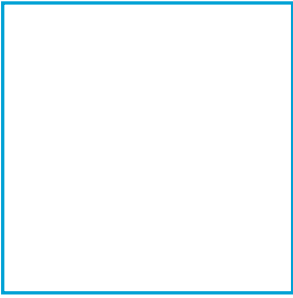
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

FIG. 2.50 Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2021^(A)



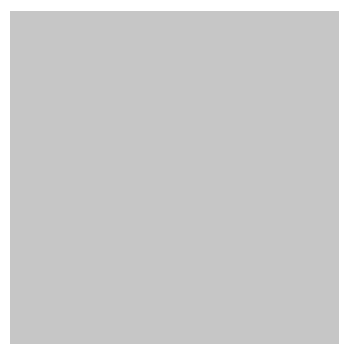
(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.



CAPITOLO

3



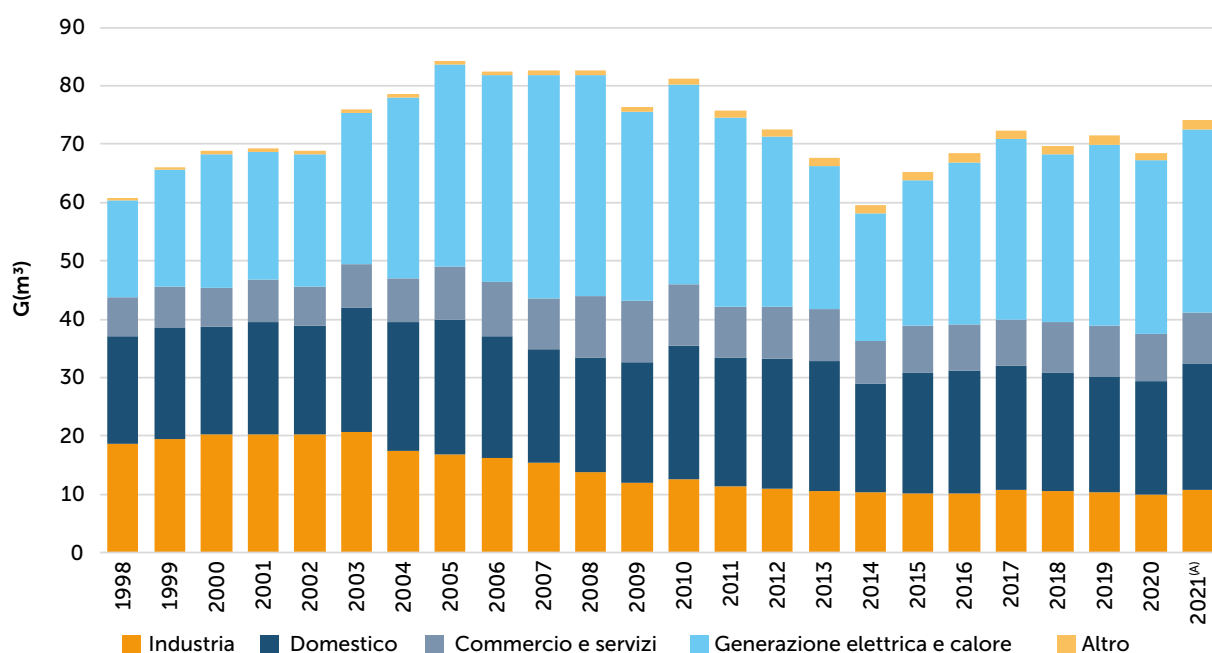
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero della transizione ecologica, nel 2021 il consumo netto di gas naturale è aumentato di 5,6 G(m³), attestandosi a 74,1 G(m³) dai 68,5 G(m³) del 2020 (Fig. 3.1). In termini percentuali, i consumi hanno registrato un incremento davvero significativo, pari all'8,1%, reso possibile in parte dalla ripresa delle attività economiche seguita all'attenuarsi della pandemia e in parte dall'andamento climatico che, almeno nei primi mesi dell'anno, ha spinto la richiesta di gas per l'uso di riscaldamento.

Più in dettaglio, i consumi del settore industriale sono cresciuti del 9,7% e quelli della generazione termoelettrica del 5,8%. Anche i consumi del commercio e servizi, il settore che più ha sofferto delle conseguenze della pandemia, hanno messo a segno una variazione molto positiva (6,3%), tornando, di fatto, sui livelli del 2019. Altrettanto è accaduto per i consumi di gas legati ai trasporti, che sono tornati sui livelli pre-Covid, pari a circa 1,1 G(m³). Una crescita molto elevata (10,9%) si è avuta anche nel settore residenziale, i cui consumi sono saliti a 17,7 G(m³), superando di 1,7 G(m³) quelli del 2020 e di 1,5 G(m³) quelli del 2019 (pre-pandemia).

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero della transizione ecologica, Bilancio energetico nazionale, anni vari.

Con i consumi tornati a crescere e una produzione nazionale giunta al minimo storico (3,3 G(m³), in riduzione del 16,7% rispetto al 2020), i volumi di gas importato hanno coerentemente evidenziato un incremento del 9,9% sfiorando i 73 G(m³), un valore di quasi 2 G(m³) superiore a quello del 2019. Nel 2021 le importazioni hanno registrato anche l'apporto del gas proveniente dall'Azerbaigian giunto in Italia attraverso il TAP, il gasdotto che approda in Puglia e che ha cominciato a funzionare alla fine del 2020.

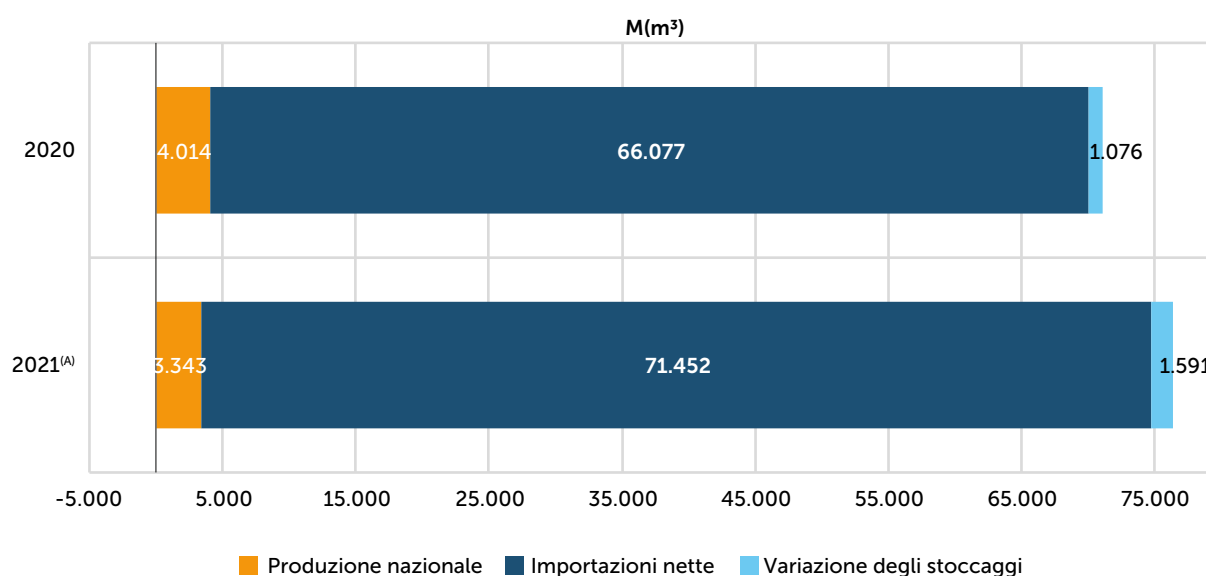
Nel 2021, però, anche le esportazioni sono fortemente cresciute. I volumi di gas esportato sono quintuplicati rispetto al 2020, salendo da 316 M(m³) a 1,5 G(m³). L'incremento delle esportazioni, che si è manifestato specialmente nell'ultimo trimestre dell'anno, è stato favorito dall'abbondanza di gas che ha reso il gas italiano più conveniente rispetto a quello acquistabile al TTF.

I volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,6 G(m³) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il gas in stoccaggio. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2021 è risultato pari a 76,4 G(m³), un valore del 7,3% superiore a quello del 2020, ma anche del 2,6% superiore rispetto ai livelli pre-pandemia del 2019.

Di conseguenza, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è tornato a crescere; il 93,5% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero (nel 2020 questa quota era pari al 92,8%).

Per effetto di questi movimenti i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2021 (Fig. 3.2) sono valutabili in 74.117 M(m³), 8,3 punti percentuali al di sopra di quelli del 2020.

FIG. 3.2 Immissioni in rete negli ultimi due anni



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Come di consueto, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori energetici in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori¹. 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 relativi agli autoconsumi, alle vendite nel mercato all'ingrosso e a quelle

¹ Ai sensi della delibera 15 marzo 2022, 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. Il TIAO ha quindi abrogato la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, che aveva inizialmente istituito l'Anagrafica operatori dell'Autorità.

realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Nel 2021 i gruppi principali concorrenti di Eni, con impieghi compresi tra 10 e 50 G(m³), sono Engie, Alpiq, Enel, Edison, Royal Dutch Shell, A2A, Hera e Duferco. Rispetto all'anno precedente, nella prima classe è entrato il gruppo Hera (che ha venduto 11,1 G(m³)) ed è uscito il gruppo PAO Gazprom, le cui vendite sono scese a 9,8 G(m³). Gli altri gruppi che appartengono a questa classe hanno impieghi che oscillano dai quasi 48 G(m³) di Engie ai 10,5 G(m³) di Duferco con diminuzioni significative dei volumi venduti e autoconsumati rispetto all'anno precedente; tali diminuzioni sono superiori al 10% nel caso di Royal Dutch Shell e Duferco.

Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 16 gruppi societari, il valore degli impieghi passa dai 9,8 G(m³) del maggiore gruppo ai 2,1 G(m³) del gruppo con gli impieghi più bassi. La classe più piccola, con impieghi tra 1 e 2 G(m³), comprende 9 gruppi che mediamente vendono e autoconsumano 1,5 G(m³), mentre sono 47 i gruppi con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) e 388 i gruppi nell'ultima classe; in questa classe le vendite e/o gli autoconsumi passano da 99,7 M(m³) del gruppo più grande a poche centinaia di metri cubi dei gruppi più piccoli.

È opportuno precisare che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono necessariamente gli stessi e ciò determina una composizione delle classi che risulta diversa di anno in anno. A questo si deve aggiungere il fatto che, come già rilevato negli ultimi anni, i soggetti che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamici anche in termini di appartenenza a un gruppo societario piuttosto che a un altro. Nella coltivazione di gas naturale, tuttavia, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al passato: quasi tutto il gas prodotto in Italia risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison, Energean (il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli asset italiani detenuti da Edison E&P) e per alcuni altri piccoli soggetti.

Le importazioni rimangono, come sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2021 questi ultimi hanno approvvigionato all'estero 58,3 G(m³), come risultato di importazioni lorde pari a 59 G(m³) ed esportazioni pari a 0,7 G(m³).

La fonte più rilevante da cui la maggior parte degli operatori del mercato si procurano il gas è però quella degli acquisti sul territorio nazionale (specialmente per i gruppi della classe più piccola) che rappresenta fino al 96,5% del gas complessivamente disponibile. In questa classe, tra l'altro, la quota di gas acquistato direttamente da Eni è scesa al 5,8%, rispetto al 9,1% dello scorso anno, mentre la quota di gas acquistata dai *competitor* di Eni è passata dal 6,3% del 2020 all'8,3% del 2021.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, in diminuzione rispetto al 2020, risultano pari al 79% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; più in dettaglio, questa quota raggiunge l'86,3% nel caso dei gruppi della classe con vendite tra 2 e 10 G(m³), mentre è molto più contenuta (e anch'essa in diminuzione rispetto al 2020) per i gruppi di più piccola dimensione. Le vendite nel mercato all'ingrosso di questi ultimi, infatti, raggiungono appena il 17,5%, confermando quanto emerso anche negli anni passati e cioè che nella classe più piccola si concentrano i soggetti che operano soprattutto nella vendita al dettaglio. Non a caso nella classe più piccola si rileva anche la quota più contenuta di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV), che supera di poco il 29% (ancora in forte calo rispetto al 2020), mentre a livello nazionale la copertura è dell'80,9% delle vendite all'ingrosso.

TAV. 3.1 Bilancio del gas naturale 2021 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-50 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	8	16	9	47	388	469
Produzione nazionale netta	2,3	0,5	-	0,0	0,4	0,0	3,2
Importazioni nette^(A)	33,8	24,5	10,4	0,9	0,4	0,0	69,9
Variazioni scorte	-0,5	1,1	1,0	-0,3	0,2	0,0	1,5
Stoccaggi al 31 dicembre 2019	0,6	4,1	2,4	0,7	0,7	0,0	8,5
Stoccaggi al 31 dicembre 2020	1,1	3,0	1,4	1,0	0,4	0,0	7,0
Acquisti sul territorio nazionale	30,7	153,3	66,7	13,6	14,9	4,2	283,3
- di cui da Eni	27,3	15,1	3,6	0,8	0,8	0,3	47,9
- di cui da altri operatori	3,4	138,1	63,1	12,8	14,1	3,9	235,4
Acquisti in Borsa	0,4	3,8	2,0	0,5	1,5	0,1	8,4
Cessioni ad altri operatori nazionali	47,9	138,3	68,0	9,7	8,8	0,6	273,3
- di cui vendite al PSV	40,4	114,3	63,3	7,1	5,3	0,2	230,7
Vendite in Borsa	2,0	4,7	2,6	0,8	1,5	0,1	11,8
Trasferimenti netti	-0,7	-4,2	2,2	-1,0	0,2	0,1	-3,3
Consumi e perdite^(B)	0,4	1,1	0,5	0,1	0,1	0,0	2,3
Autoconsumi	6,0	11,0	0,9	0,0	0,4	0,0	18,4
Vendite finali	9,8	23,9	10,2	3,0	6,8	3,6	57,3
- di cui a clienti finali collegati	0,8	3,5	5,8	0,5	0,5	0,1	11,2
Al mercato libero	7,8	21,5	9,7	2,8	6,2	3,2	51,2
Al mercato tutelato	2,0	2,1	0,5	0,3	0,6	0,4	5,9
Forniture di ultima istanza e default	-	0,2	-	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore^(C)	9,8	23,7	10,2	3,0	6,8	3,6	57,0
Domestico	3,6	6,2	1,2	0,8	1,9	1,5	15,2
Condominio uso domestico	0,2	0,6	0,1	0,1	0,8	0,6	2,4
Commercio e servizi	0,9	2,4	0,8	1,0	1,2	0,8	7,1
Industria	4,3	9,2	2,2	0,5	2,3	0,5	18,9
Generazione elettrica	0,7	5,2	5,8	0,5	0,4	0,1	12,7
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,7

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte: Ministero della transizione ecologica) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).

(C) Non sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e default in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2021 è di poco superiore al 5%. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo arrivi all'8% (in aumento rispetto al 2020). Eni destina il 10,4%

del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per le due classi con impieghi maggiori si registrano quote di poco superiori all'8%.

Le vendite al mercato finale, di cui 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2021 quasi il 15,9% del gas impiegato; come detto, per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³) questa quota supera, tuttavia, l'80%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2021 il 10,2% delle vendite complessive nel mercato al dettaglio (ancora in leggera contrazione rispetto al 2020); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti in questo mercato è stata pari al 20,6%, mentre per le altre classi questa quota oscilla dal 4,5% della classe con impieghi tra 2 e 10 G(m³) al 9,5% G(m³) per la classe con impieghi tra 1 e 2 G(m³).

La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è dell'84,2%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, mentre i gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali; nel caso di Eni le vendite al comparto industriale assorbono il 43,6% delle sue vendite totali nel mercato al dettaglio, mentre nel caso dei grandi gruppi concorrenti tale quota risulta pari al 38,8%. I gruppi con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³) risultano invece specializzati nelle vendite alla generazione elettrica: a questo comparto, infatti, destinano più della metà del totale delle proprie vendite al mercato finale (57,1%).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Nei dati diffusi dalla Direzione Generale infrastrutture e sicurezza del Ministero della transizione ecologica, nel 2021 la produzione nazionale di gas si è fermata a 3.499 M(m³), registrando quindi un nuovo ripiegamento rispetto all'anno precedente.

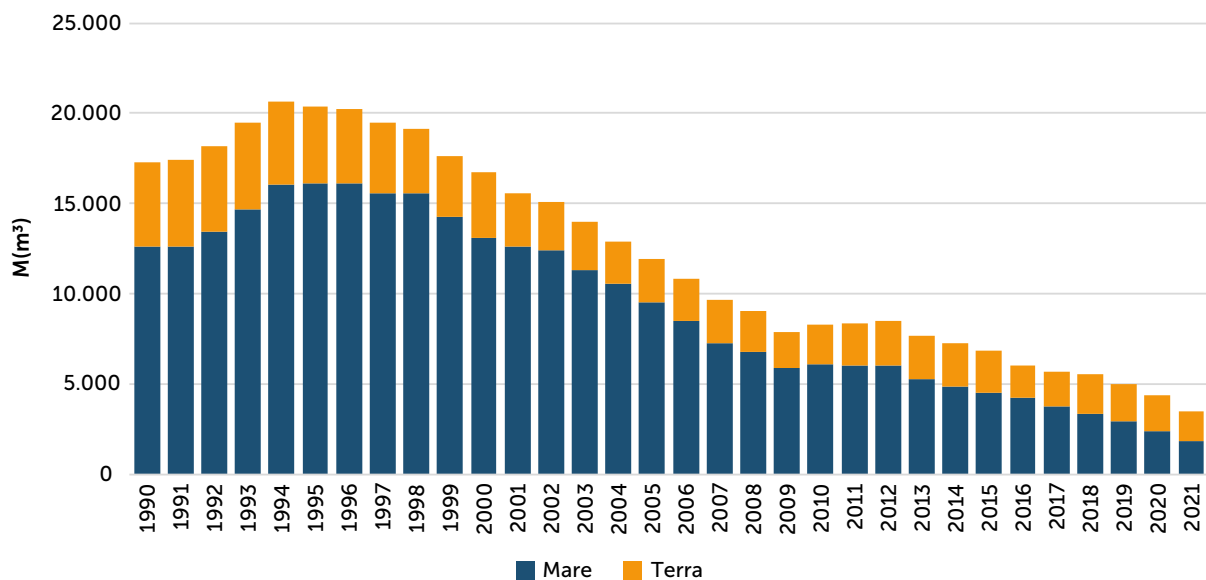
Anche in base ai dati preconsuntivi pubblicati nel bilancio del gas naturale, sempre dal Ministero della transizione ecologica, nel 2021 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 18,6% rispetto al 2020, attestandosi a 3.343 M(m³). Con un fabbisogno interno lordo che al contempo è aumentato del 6,8%, il tasso di copertura della produzione nazionale si è ulteriormente ridotto, scendendo al minimo storico del 4,4%, cioè a un valore inferiore di quasi un punto percentuale e mezzo rispetto a quello dell'anno precedente.

Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale infrastrutture e sicurezza del Ministero della transizione ecologica, riprodotti nella figura 3.3, nel 2021 sono stati complessivamente estratti 3.499 M(m³) di gas naturale: 1.869 M(m³) dal mare e 1.630 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è quantificabile in un -20,6% rispetto al 2020. La discesa si è realizzata con un'intensità lievemente superiore nei giacimenti a mare che hanno perso il 22,6% della produzione dell'anno precedente, mentre

le coltivazioni in terraferma hanno estratto il 18,3% in meno rispetto al 2020. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 47% dell'intera produzione nazionale (era al 34% nel 2017).

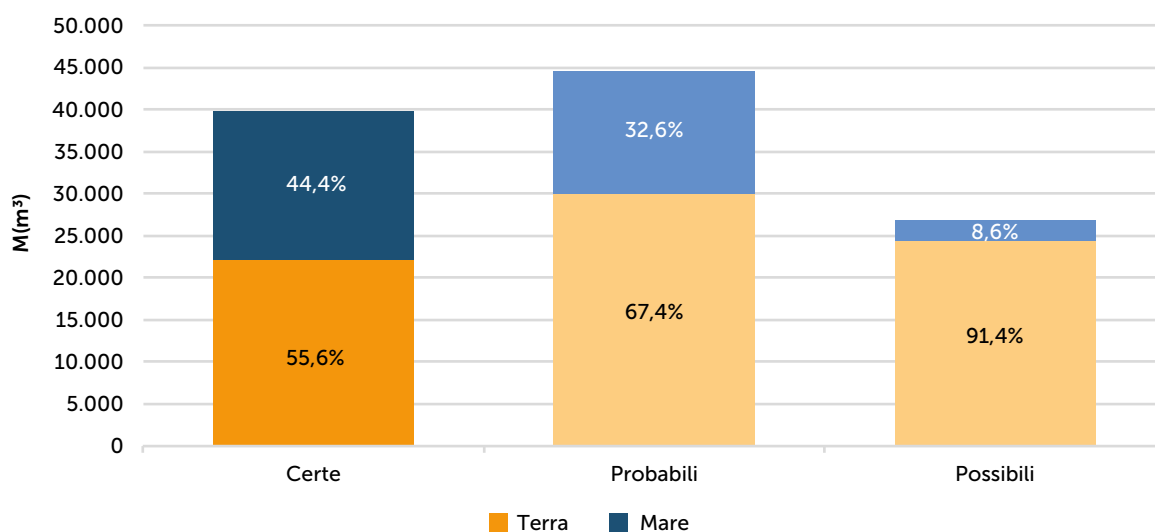
L'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse ha stimato (Fig. 3.4) le riserve certe di gas al 31 dicembre 2021 in 39,9 G(m³) e quelle probabili in 44,5 G(m³). Rispetto ai dati valutati un anno prima, la stima delle riserve certe è diminuita del 10,5%, quella delle riserve possibili è diminuita del 3,1%, come pure le riserve probabili mostrano un valore del 4,4% inferiore a quello valutato al 31 dicembre 2020². La parte più rilevante delle riserve certe, il 55,6%, è ubicata in terraferma (pressoché interamente al Sud), mentre il restante 44,4% è localizzato in mare.

FIG. 3.3 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990*



Fonte: Ministero della transizione ecologica, Direzione generale infrastrutture e sicurezza.

² 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%.

FIG. 3.4 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2021 (in M(m³))

Fonte: Ministero della transizione ecologica, Direzione Generale infrastrutture e sicurezza.

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in poco più di otto anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbe trasformarsi in riserve certe, nel caso vi fosse l'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

Anche nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità), emerge una notevole contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2021 sono stati estratti complessivamente 3.248 M(m³) da 21 imprese riunite in 17 gruppi societari (erano 17 imprese riunite in 14 gruppi societari nel 2020) (Tav. 3.2). Poiché lo scorso anno la produzione era risultata pari a 4.051 M(m³), nel 2021 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 19,8%.

TAV. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2021 (in M(m³))

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	2.256	69,5%
Royal Dutch Shell	519	16,0%
Edison (Enegean PLC)	257	7,9%
Gas Plus	89	2,7%
Altri	128	3,9%
TOTALE	3.248	100,0%
PRODUZIONE (Ministero della transizione ecologica)	3.343	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2021, scendendo sotto il 70% dal 71,6% dell'anno precedente. Nel 2021, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 650 M(m³) in meno del 2020, registrando quindi un calo produttivo del 22,3%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Come già nel 2020, la produzione di quest'ultimo è ancora diminuita, di

circa 134 M(m³) (-20,5%) ma la sua quota è rimasta sostanzialmente invariata al 16%. La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 46 M(m³) di gas in meno rispetto al 2020 (-15,2%), è lievemente salita dal 7,5% al 7,9%, così come quella del gruppo Gas Plus, quest'anno al 2,7% contro il 2,3% del 2020, che ha estratto 6 M(m³) in meno rispetto all'anno precedente. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli asset detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*.

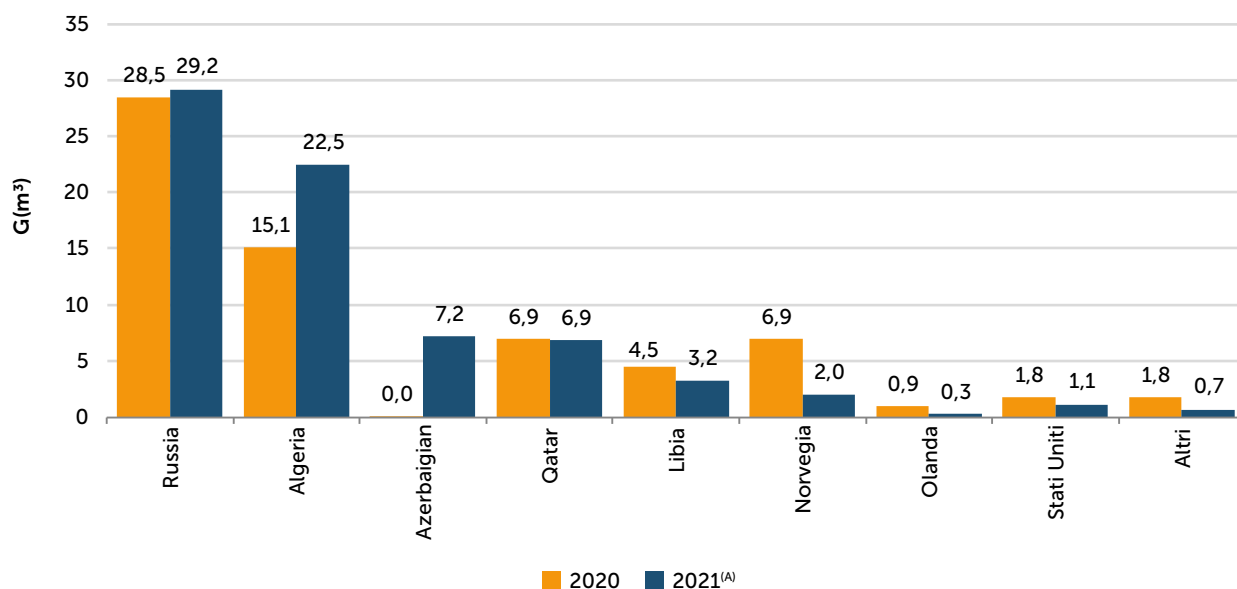
Viceversa, è cresciuta al 3,9% (dal 2,4% del 2020) la quota degli altri produttori che insieme hanno estratto 128 M(m³), 29 in più rispetto all'anno precedente.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero della transizione ecologica, nel 2021 l'Italia ha importato 6,6 G(m³) di gas naturale in più rispetto al 2020: le importazioni lorde sono infatti salite a 73 G(m³), evidenziando un incremento del 9,9% rispetto al 2020.

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas sono illustrati nella figura 3.5³. La principale novità del 2021 sono le importazioni del gas azero che giungono in Italia attraverso il gasdotto TAP. Il gasdotto è entrato in esercizio alla fine del 2020 e nel suo primo anno di funzionamento ha condotto in Italia ben 7,2 G(m³) di gas, portando l'Azerbaigian al terzo posto nella classifica dei paesi da cui importiamo gas naturale.

FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero della transizione ecologica.

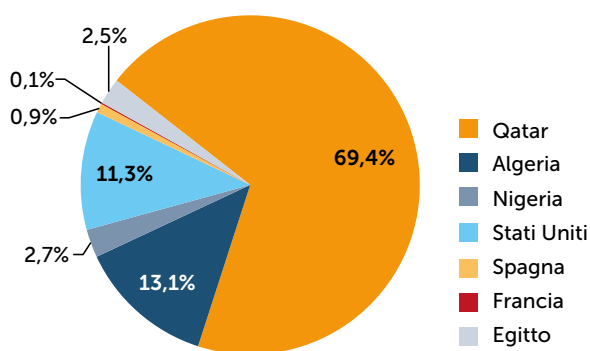
³ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

Un notevole incremento si registra nelle importazioni dall'Algeria, che con 7,3 G(m³) in più rispetto al 2020 risultano quasi raddoppiate. Anche dalla Russia sono giunti in Italia 0,7 G(m³) in più rispetto al 2020, con una crescita del 2,4%. Al contrario, nel 2021 si registra una flessione, sebbene di differente entità, da tutti gli altri paesi da cui storicamente il gas viene acquistato. La riduzione è lievissima nel caso del Qatar (dal quale sono giunti circa 80 M(m³) in meno) e più significativa nel caso di Olanda e Stati Uniti, paesi dai quali abbiamo acquisito circa 630 M(m³) in meno rispetto al 2020. La riduzione appare invece marcata se guardiamo al gas proveniente dalla Libia (-1,2 G(m³)) e più ancora dalla Norvegia, le cui esportazioni in Italia sono scese di 5 G(m³), passando da 6,9 a 1,9 G(m³).

Nel 2021, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 40% (era al 42,9% nel 2020), mentre la quota dell'Algeria è risalita dal 22,8% al 30,8%. Al terzo posto per importanza, come si è appena detto, si è posizionato l'Azerbaigian con una quota del 9,9%. Nella classifica vi sono poi: il Qatar, da cui arriva il 9,4% del gas complessivamente importato in Italia (10,5% nel 2020), seguito dalla Libia, la cui quota è al 4,4%, e dalla Norvegia, che è al 2,7% (era al 10,4% nel 2020). La quota del GNL americano è scesa dal 2,6% all'1,5%, mentre si è praticamente azzerata la quota del gas olandese, che si è andata assottigliando nel tempo ed è giunta ora allo 0,4%; l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) si è quindi fortemente ridotta dall'11,8% al 3,1%.

Sempre secondo i dati pre-consuntivi di fonte ministeriale, nel 2021 dei 73 G(m³) di gas importato in Italia, 9,9 G(m³) sono giunti via nave. Accanto alle tradizionali – e maggioritarie – provenienze dal Qatar e dall'Algeria che insieme incidono per l'82% di tutto il GNL importato, nell'importazione via nave degli ultimi anni stanno assumendo importanza anche i carichi provenienti da altri paesi: *in primis* dagli Stati Uniti, divenuti molto significativi dal 2019, e dalla Nigeria, i cui quantitativi stanno aumentando da tre anni (Fig. 3.6).

FIG. 3.6 Paesi di origine delle importazioni di GNL nel 2021



Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2021 sono stati importati in Italia 71 G(m³), 8,3 in più rispetto al 2020⁴ (Tav. 3.3). L'incremento è stato, quindi, del 13,2% superiore a quello valutabile nei dati del Ministero della transizione ecologica⁵. Il 2,8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee.

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. È poi probabile che alcuni quantitativi, che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2021 ha importato 34,3 G(m³), quasi 5 G(m³) in più dell'anno precedente. Il forte aumento delle importazioni di Eni (15,8%), superiore a quello evidenziato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un lieve incremento al 48,4% (47% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 47,3% evidenziato nel 2020.

Anche Edison, seconda in classifica come nel 2020, ha importato di più del 2020: i quantitativi approvvigionati dalla società sono passati da 10,8 a 11,1 G(m³); la sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 15,7% dal precedente 17,3% e la distanza da Eni si è ampliata rispetto a quella osservata nel 2020 di quasi tre punti percentuali.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2021 (importazioni lorde in M(m³))*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Eni	34.341	48,4%	1°
Edison	11.113	15,7%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	5.914	8,3%	46°
Enel Global Trading	5.898	8,3%	3°
Shell Energy Europe Limited	4.755	6,7%	4°
Gunvor International	2.114	3,0%	6°
DXT Commodities	1.239	1,7%	5°
Axpo Solutions	982	1,4%	39°
Engie Italia	687	1,0%	-
Gazprom Italia	545	0,8%	8°
A2A	533	0,8%	7°
Met International	303	0,4%	15°
Vitol	283	0,4%	30°
Iren Mercato	254	0,4%	12°
Danske Commodities	247	0,3%	13°
Hera Trading	226	0,3%	10°
Ascotrade	200	0,3%	14°
Enet Energy	171	0,2%	9°
Gazprom Marketing and Trading Limited	127	0,2%	32°
Uniper Global Commodities	122	0,2%	18°
Altri	926	1,3%	-
TOTALE	70.981	100%	-
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	2.004	2,8%	-
IMPORTAZIONI (Ministero della transizione ecologica)	72.995	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La principale novità nella graduatoria degli importatori riguarda la società Azerbaijan Gas Supply Company Limited, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP (si veda il paragrafo successivo sul

trasporto del gas): con 5,91 G(m³) importati in corso d'anno è salita in terza posizione superando, ancorché di pochissimo, Enel Global Trading. Ciò anche perché i quantitativi acquisiti da quest'ultima sono diminuiti di 1 G(m³) rispetto al 2020, scendendo a 5,89 G(m³). La quota di entrambe è quindi pari all'8,3%. Un marcato incremento (1 G(m³)) si è avuto anche nelle importazioni di Axpo Solutions, balzata all'ottavo posto della classifica degli importatori, con una quota dell'1,4%; come si vedrà nel paragrafo successivo, il gruppo Axpo è anch'esso uno degli azionisti del TAP.

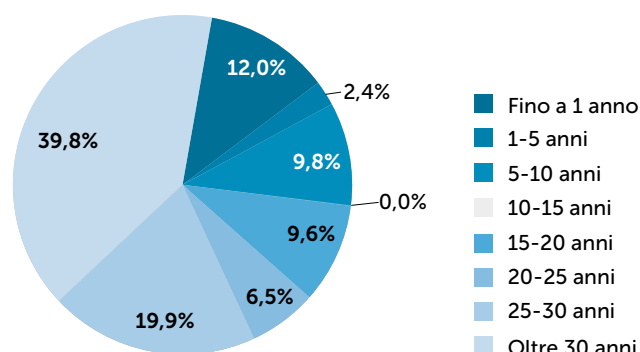
Un discreto aumento ha interessato i volumi importati da Shell Energy Europe (praticamente 1 G(m³) in più rispetto al 2020) e da Gunvor International (836 M(m³) in più del 2020). All'opposto, quantitativi in calo si sono registrati, oltre che per la menzionata Enel Global Trading, anche per Gazprom Italia, da 832 a 545 M(m³), e per A2A, le cui importazioni sono scese da 876 a 533 M(m³).

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 relativamente più grandi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 51,3 dei 73 G(m³) importati, cioè il 72,4% del gas entrato nel mercato italiano. Tale quota è in riduzione rispetto al 2020 (era 76,1%) per via della discesa della quota di Edison e del terzo importatore, non compensata dall'incremento della quota di Eni.

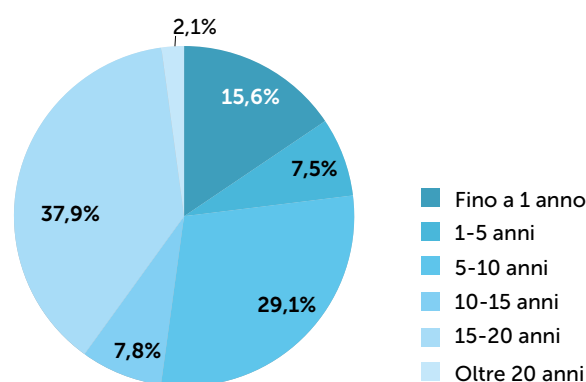
La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2021 secondo la durata intera (Fig. 3.7) si è allungata rispetto al 2020: la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è risultata pari al 66,2%, mentre lo scorso anno era pari al 64,7%. Inoltre, nel 2021 l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente diminuita, essendo scesa dal 22,6% al 14,3%; l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) è salita di quasi 7 punti percentuali (19,4% al posto del 12,7% del 2020). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, però, sono leggermente diminuite: nel 2020, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 85,8 G(m³), mentre nel 2021 sono scesi a 83,8 G(m³). L'incidenza delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, in costante aumento per anni, negli ultimi due si è invece ridotta: di quasi quattro punti percentuali nel 2020 e di altri tre punti e mezzo nel 2021, portandosi al 12%.

⁶ Vale la pena ricordare che questa è stata 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.

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2021 secondo la durata intera

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2021 (Fig. 3.8) mostrano che il 23,1% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 28% nel 2020) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 40% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Anche tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una brusca flessione, per poi risalire costantemente; nel 2021 ha raggiunto il 40% e riguarda un quantitativo complessivo di 33 G(m³).

FIG. 3.8 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2021 secondo la durata residua

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2021 le imprese che gestiscono le reti di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre che operano sulla Rete nazionale e otto che operano sulla Rete regionale (Tav. 3.4).

Oltre a Snam Rete Gas, l'impresa maggiore, trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2021 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.572	23.112	32.684
Società Gasdotti Italia	661	1.058	1.719
Retragas	0	421	421
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.316	24.937	35.253

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Società Gasdotti Italia è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è di proprietà di due fondi di investimento internazionali. Oltre che sulla 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 è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stocaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dall'ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam. 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.

Il gruppo Snam possiede il 92,9% delle reti: 32.767 km di rete sui 35.253 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.719 km di rete (il 4,9%), di cui 661 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 421 km di rete. Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5 che riporta, per regione, 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 (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi) (Tav. 3.5). L'ultima riga della tavola, denominata "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.

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2021 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m³))

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	504	2.167	3.635	1.241	3.463	590	8.929	486
Valle d'Aosta	0	104	43	64	4	0	110	14
Lombardia	642	4.521	8.826	2.651	6.244	656	18.377	2.286
Trentino-Alto Adige	108	382	747	314	24	0	1.086	94
Veneto	817	2.143	4.191	1.435	567	68	6.261	564
Friuli-Venezia Giulia	492	573	907	714	603	880	3.103	164
Liguria	22	476	926	243	349	3	1.521	64
Emilia-Romagna	1.292	2.531	4.316	2.870	3.568	7.364	18.119	732
Toscana	614	1.469	2.267	907	1.637	4	4.815	323
Umbria	180	468	520	292	268	0	1.080	98
Marche	414	631	918	332	3	109	1.362	187
Lazio	532	1.483	2.168	604	942	559	4.274	423
Abruzzo	611	926	733	426	557	82	1.798	289
Molise	386	513	143	70	267	512	992	130
Campania	578	1.460	1.224	449	939	7	2.619	636
Puglia	666	1.290	1.213	874	2.665	45	4.798	297
Basilicata	398	908	219	126	22	6	373	211
Calabria	987	1.334	313	45	2.023	5	2.386	304
Sicilia	1.073	1.558	740	926	2.059	7	3.733	261
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.869	9.869	3
ITALIA	10.286	24.817	34.047	14.585	26.207	20.767	95.605	7.566

(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 (per esempio, ospedali).

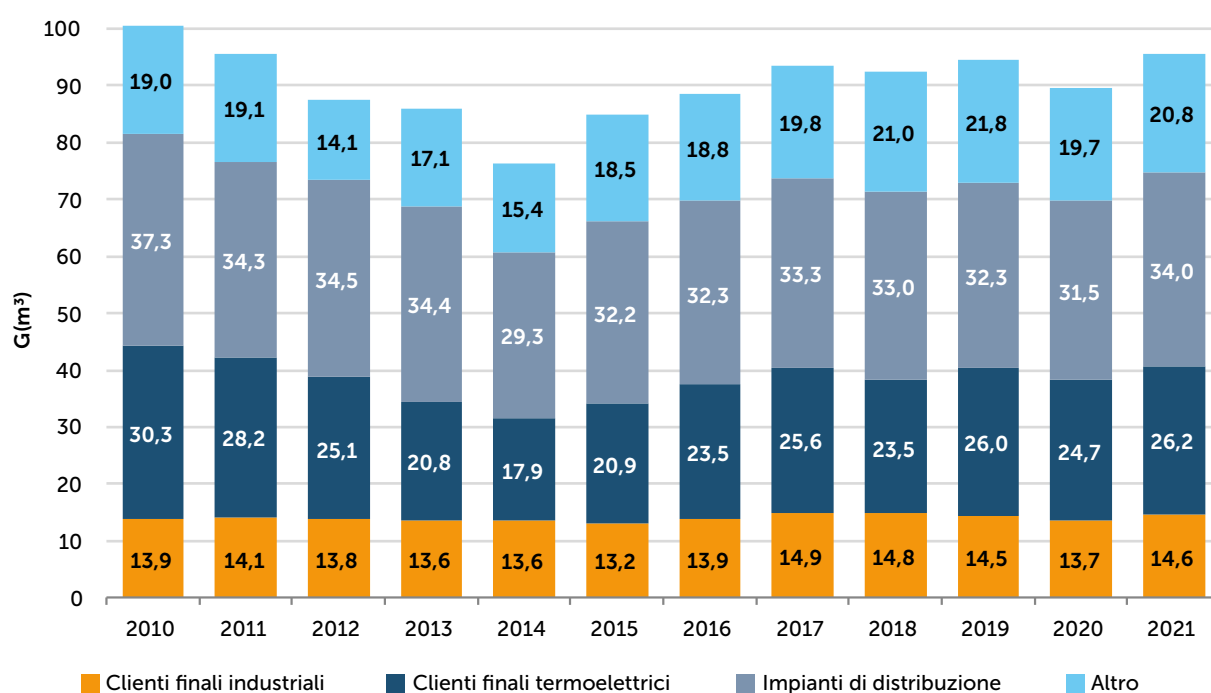
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'aumento dei consumi di gas naturale si ritrova, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2021 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un incremento del 6,8%. Con 6,1 G(m³) in più rispetto al valore del 2020, i volumi trasportati sono risaliti a 95,6 G(m³) dagli 89,5 G(m³) raggiunti nel 2020. Anche il numero dei punti di riconsegna è cresciuto di circa 150 unità, arrivando a 7.566, così pure il volume medio trasportato è aumentato del 4,7% da 12,1 a 12,6 M(m³). Grazie alla ripresa dell'economia nazionale (si veda il Capitolo 1 di questo Volume), le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un significativo aumento. Le riconsegne al comparto industriale hanno superato di circa 900 M(m³) quelle del 2020 mettendo a segno un incremento del 6,6%; al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 26,8 G(m³), vale a dire il 6,2% di gas in più rispetto all'anno precedente. I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione sono quelli che hanno registrato l'inc-

mento più marcato, pari all'8,2%, essendo passati da 31,5 a 34 G(m³). Anche i prelievi della 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) ha evidenziato una crescita significativa: a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati quasi 21 G(m³), 6 in più del 2020 (il tasso di aumento è del 5,6%).

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.9) risulta quindi tornata sui livelli pre-pandemia. I volumi complessivamente trasportati nel 2021 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 43%, a fronte del 36% degli impianti di distribuzione e del 22% dei restanti usi del trasporto.

FIG. 3.9 Attività di trasporto dal 2010



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 2021-2022 e la capacità che risulta conferita al 1° gennaio 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;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno-gas.

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2021-2022 (in M(m³) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	0,02	59,0	0,0%	2
Tarvisio	108,9	52,1	56,8	47,8%	10
Gorizia^(A)	3,9	0,02	3,9	0,6%	1
Melendugno^(B)	44,0	17,6	26,4	40,0%	2
Mazara del Vallo^(B)	102,6	61,5	41,1	60,0%	7
Gela^(B)	43,6	13,2	30,4	30,2%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	297,8	144,4	153,4	48,5%	19
Al 1° gennaio 2021					
Passo Gries	59,0	0,0	59,0	0,0%	1
Tarvisio	108,9	82,6	26,3	75,8%	17
Gorizia^(A)	3,9	-	3,9	0,0%	-
Melendugno^(B)	44,0	24,0	19,8	55,1%	2
Mazara del Vallo^(B)	102,6	63,0	39,6	61,4%	7
Gela^(B)	43,6	13,2	30,4	30,2%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	297,8	183,0	114,8	61,5%	20

(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 126,0 M(m³)/g. Le capacità di trasporto indicate includono una quota di capacità concorrente pari a 32,1 M(m³)/giorno.

(C) Il conferimento della capacità concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e Melendugno, e viceversa. Le capacità totali conferibile e disponibile escludono pertanto il valore della capacità concorrente.

(D) 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.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries ai quali si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e a fine 2020 anche il punto di Melendugno.

Dalla fine del 2020, infatti, è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che, tra le altre cose, ha ricevuto (nel 2013) dalle Autorità competenti di Grecia, Albania e Italia un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi (c.d. *Third Party Access*) per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno. Il TAP trasporta il gas dell'Azerbaigian in Europa, passando per il gasdotto *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), la Grecia settentrionale, l'Albania e il Mar Adriatico per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km e la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m³) all'anno. È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagas con il 16% e Axpo con il 5%.

Per l'anno termico 2021-2022 la capacità complessiva di trasporto è pari a 297,8 M(m³)/giorno in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) pari a 126 M(m³)/giorno.

Rispetto all'anno termico precedente (2020-2021) nella capacità di trasporto si osservano alcune variazioni: oltre ai 44 M(m³)/giorno di Melendugno, vi sono 1,9 M(m³)/giorno in più a Tarvisio e altrettanti in più a Gorizia; 0,4 M(m³)/giorno in più a Mazara e 5 M(m³)/giorno in più a Gela (nell'anno termico 2020-2021 la capacità massima da Sud era pari a 123,4 M(m³)/giorno).

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 48,5% a 22 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2022 la suddetta quota sale al 61,5% per l'incremento delle capacità conferite a Tarvisio, per 30,5 M(m³)/giorno, a Melendugno, per 6,6 M(m³)/giorno, e a Mazara del Vallo, per 1,5 M(m³)/giorno.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. Il rigassificatore di Panigaglia (SP) è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità tecnica giornaliera di 13 M(m³)/giorno. Al 1° ottobre 2021, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta occupata per il 33,4%.

La capacità tecnica giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) pari a 26,4 M(m³)/giorno è occupata per 21 M(m³)/g, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni⁷. Alla fine dello scorso anno, il Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili ha concesso⁸ alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto nell'*off-shore* di Rovigo di 1 G(m³), passando quindi dagli attuali 8 a 9 G(m³) all'anno.

Infine, la capacità tecnica nel terminale di Livorno, entrato in esercizio nel dicembre 2013 e gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, al 1° ottobre 2021 risultava ancora disponibile.

Complessivamente, nell'anno solare 2021, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 454, contro i 401 del 2020, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento nei prossimi quindici anni termici, a partire dal 2022-2023. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale che risultano conferite a partire dal prossimo anno termico 2022-2023, come risultanti al 28 aprile 2022 per i punti di interconnessione via gasdotto e per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

In tutti gli anni termici considerati, la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 297,8 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata di Passo Gries, Gorizia, Tarvisio e della

⁷ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

⁸ Con il decreto ministeriale del 23 dicembre 2021, n. 543.

capacità massima trasportabile da Sud (126 M(m³)/giorno) considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2022-2023 al 2035-2036 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA	GELA	MELENDUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	PANI-GAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2022-2023	-	10,9	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2023-2024	-	11,0	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2024-2025	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2025-2026	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2033-2034	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2034-2035	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-
2035-2036	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-

Fonte: Snam Rete Gas.

A parte i 24,6 M(m³)/giorno conferiti a Melendugno sino all'ultimo anno considerato, la capacità conferita nei gasdotti è data dagli 11 M(m³)/giorno conferiti al punto di Gela fino all'anno termico 2023-2024. A partire dall'anno termico 2025-2026 la capacità riservata nei gasdotti si azzera in tutti i punti di entrata, escluso, appunto, Melendugno. Per quanto riguarda i punti collegati con terminali di rigassificazione, risulta capacità conferita fino all'anno termico 2033-2034 presso il punto di Cavarzere.

Per valutare la capacità disponibile nei gasdotti, tuttavia, oltre ai volumi conferiti esposti nella tavola, occorre considerare anche quelli richiesti nell'ambito della Procedura aperta⁹, che sono pari a 27 M(m³)/giorno negli anni termici che vanno dal 2021-2022 al 2034-2035.

Tenendo conto di questi volumi, nel prossimo anno termico 2022-2023 la capacità complessivamente disponibile nei gasdotti sarà di 262,3 M(m³)/giorno, che salirà a 273,2 a partire dall'anno termico 2024-2025.

⁹ Ex art. 5.2 della delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e paragrafo 8.3.1 del Capitolo 5 del Codice di rete Snam Rete Gas.

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 commerciale) e 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).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano appartengono alla società Stocaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, ma soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi: cinque situati in Lombardia, tre in Emilia-Romagna e uno in Abruzzo e Molise. Vi sono poi tre concessioni che appartengono alla società Edison Stoccaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stoccaggio è co-concessionaria al 90%, mentre il restante 10% è di Blugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multiutility* pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia. L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, una società posseduta da istituti finanziari nazionali e internazionali che a fine dicembre 2021 è stata acquisita per il 51% da tre fondi gestiti da F2i, la società di gestione del risparmio detenuta dalla Cassa depositi e prestiti insieme con fondazioni bancarie italiane, istituti di credito, casse di previdenza e fondi pensione, fondi sovrani e *asset manager*. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nell'anno termico 2019-2020 e ha una capacità che a regime può arrivare a circa 1 G(m³).

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 stocaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal Ministero della transizione ecologica.

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1/1/1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	6/11/2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1/1/1997
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/1984
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/6/1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/3/2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1/1/1997
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	2/8/2012

(segue)

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	CONFERIMENTO
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo e Molise	76,79	21/6/1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1/1/1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1/1/1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1/1/1997
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	24/4/2009
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1/1/1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1/1/1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero della transizione ecologica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2022, con l'emanazione, appunto, da parte del Ministro della transizione ecologica, del consueto decreto in materia (decreto 14 marzo 2022). Tale assetto (Tav. 3.9) replica in massima parte quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2022-2023, pari a 7,831 G(m³) standard conferiti in asta; a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,086 G(m³), è associata a prodotti sempre conferiti in asta, ma 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 di almeno due anni (di cui 0,71 G(m³) già conferiti l'anno scorso).

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2021-2022 e 2022-2023 (in MS(m³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2021-2022	2022-2023
Minerario	Definito da MSE	101	104
Bilanciamento trasporto	A richiesta	100	50
Modulazione di punta	Annuale	7.811	7.831
Modulazione uniforme	Annuale	3.938	4.015
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.121	1.071
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	60
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.751	17.751

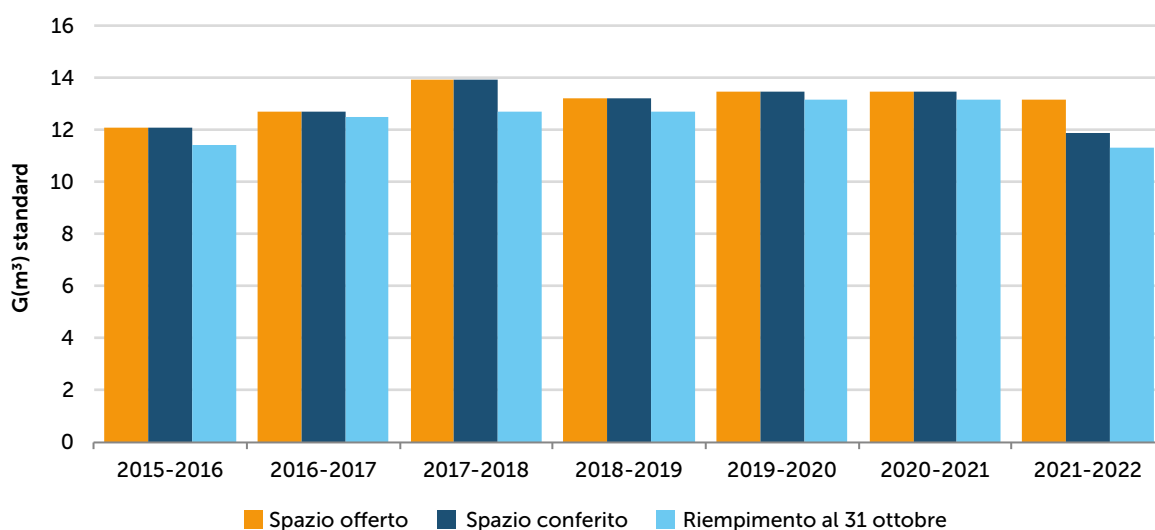
Fonte: ARERA.

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario e strategico;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nell'anno termico 2021-2022, che si è concluso il 31 marzo 2022, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 13,1 G(m³), oltre a 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 90% (Fig. 3.10). Al 31 ottobre 2021 il riempimento degli stoccaggi era pari a 11,3 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,5 milioni di metri cubi standard/giorno: 248 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 9 M(m³)/g in quelli di Edison e 2,5 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

FIG. 3.10 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici (in G(m³) standard)



Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Più in dettaglio, nel complesso, nell'anno termico 2021-2022, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio di durata almeno annuale a 78 operatori; mentre non vi sono stati utenti per il servizio di stoccaggio minerario.

La capacità per i servizi di modulazione è stata così conferita:

- 66 utenti hanno acquistato il prodotto di punta;
- 46 utenti hanno acquistato il prodotto uniforme;
- 4 utenti hanno acquistato il prodotto di flessibilità.

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 42 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 31 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 4 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 12 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2021-2022 e/o in quello precedente;
- 77 utenti hanno acquistato capacità annuale.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2022 sono risultati pari a circa 18 G(m³), di cui 9,9 in erogazione e 8,7 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, nell'anno termico 2021–2022, gli utenti dei servizi di modulazione sono stati 12, e in particolare:

- 12 utenti hanno acquistato il prodotto di punta;
- 3 utenti hanno acquistato il prodotto di flessibilità.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2022 sono risultati pari a poco più di 1,6 G(m³), di cui 0,84 in erogazione e 0,84 in iniezione.

Infine, per quanto riguarda Ital Gas Storage, gli utenti nell'anno termico 2021-2022 dei servizi di modulazione sono stati 9 (solo prodotto di punta). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal suo stoccaggio a marzo 2022 sono risultati pari a poco più di 0,37 G(m³), di cui 0,19 in erogazione e 0,18 in iniezione.

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 nell'anno 2021 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2020. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2021.

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. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 201 imprese, 196 delle quali hanno risposto¹⁰.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2021.

In primo luogo, vi sono state operazioni di cessione/acquisizione. In particolare:

- il 1° gennaio 2021 Novareti ha acquisito le attività di distribuzione gas di Stet e Isera;
- il 1° gennaio 2021, nell'ambito del Gruppo Estra, Grosseto Energia Reti Gas ha acquisito da Centria Reti Gas le attività di distribuzione del gas nei comuni di Seggiano, Arcidosso, Follonica, Monte Argentario, Cinigiano (zona di Borgo Santa Rita), Castel del Piano (zona artigianale Orcia 1), tutti in provincia di Grosseto;
- il 29 gennaio 2021 Italgas Reti ha acquisito da Mediterranea Energia l'attività di distribuzione nel comune di Olevano sul Tusciano (SA);
- il 30 aprile 2021 2i Rete Gas ha acquisito da Edison l'intero capitale sociale di Infrastrutture Distribuzione Gas;
- il 1° ottobre 2021 Südtirolgas ha acquisito l'attività di distribuzione di gas di Asm Bressanone;
- il 28 ottobre 2021 il Gruppo Estra ha acquisito da Multiservizi, tra l'altro, il 55% del capitale di Edma, società di distribuzione gas marchigiana, di cui deteneva già il restante 45%.

¹⁰ Non hanno risposto all'Indagine le società Vergas, Geneco, Isera, Nuceria Distribuzione Gas, Casirate Gas.

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per il 2021, e che coinvolgono società di distribuzione, sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2021 Agsm Verona ha incorporato Aim Vicenza;
- il 1° gennaio 2021 2i Rete Gas ha incorporato Powergas Distribuzione;
- il 1° ottobre 2021 ADistribuzioneGas (società del Gruppo Acea) ha incorporato Pescara Distribuzione Gas;
- il 1° novembre 2021 2i Rete Gas ha incorporato Infrastrutture Distribuzione Gas;
- il 9 novembre 2021 Mediterranea Energia Ambiente ha incorporato Isgastrentatre.

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- il 1° gennaio 2021 Agsm Verona ha variato la ragione sociale in Agsm-Aim;
- il 16 febbraio 2021 Scoppito Servizi, in considerazione della normativa sulla separazione funzionale, ha variato la ragione sociale in Amiternum Servizi;
- il 1° agosto 2021 Cnea Sud, attraverso più operazioni, ha proseguito la propria attività di distribuzione con la nuova denominazione C.S.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2021, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.10), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,8% delle quote delle società di distribuzione, in diminuzione rispetto all'anno precedente (34,3%).

TAV. 3.10 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2020	2021
Enti pubblici	34,3%	33,8%
Imprese energetiche locali	12,6%	13,3%
Imprese energetiche nazionali	15,7%	13,9%
Imprese energetiche estere	0,3%	0,4%
Società diverse	24,0%	25,4%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,0%	0,3%
Mercato	0,1%	0,0%
Persone fisiche	12,8%	12,8%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Tale diminuzione appare bilanciata dall'aumento della quota delle imprese energetiche locali (dal 12,6% al 13,3%), mentre presenta una netta riduzione l'incidenza delle imprese energetiche nazionali (dal 15,7% al 13,9%), che sembra compensata dalle società diverse dalle precedenti (passate dal 24% al 25,4%), nonché dalle imprese energetiche e dagli istituti finanziari esteri (le cui quote sono passate, rispettivamente, da 0,3% a 0,4% e da 0 a 0,3%).

Risultano, infine, invariate o quasi nulle le quote delle altre categorie. I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in 2i Rete Gas e Mediterranea Energia Ambiente), dall'Olanda (quote di Liguigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liguigas), dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote di Erogasmet).

Nel 2021 i soggetti attivi sono risultati 188, cinque in meno rispetto al 2020 (Tav. 3.11). La variazione del numero dei soggetti è in larga parte attribuibile agli effetti delle operazioni societarie appena viste. La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti evidenzia: 6 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 22 distributori grandi (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 20 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 91 piccoli (10.000-50.000 clienti) e 49 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Complessivamente la frammentazione è leggermente diminuita, poiché, invariato il numero dei grandi operatori, da un lato è aumentato il numero dei medi, dall'altro è diminuito il numero dei piccoli (5 unità in meno) e dei piccolissimi operatori (1 unità in meno).

TAV. 3.11 Attività dei distributori nel periodo 2013-2021

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
NUMERO	228	228	226	218	210	208	197	193	188
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19	20
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96	91
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	50	49
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.273
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	20.160
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.323
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.921
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.723
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	154	146

(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. Si precisa che 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 aumentati del 7,3%, compensando ampiamente la riduzione (-3,7%) del 2020, anno ovviamente influenzato dall'emergenza pandemica. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'85% nel 2021. Le medie imprese sono rimaste praticamente invariate in termini di numero (circa venti unità) ma è lievemente calata la quota dei volumi distribuiti (circa il 6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sensibilmente sia la loro numerosità (da 175 a 140) sia la quota di volumi erogati (dall'11% all'8,9%). Complessivamente, i 188 operatori attivi nel 2021 hanno distribuito 32,3 G(m³), con un aumento di 2,2 G(m³) rispetto all'anno precedente, a 24 milioni di clienti finali¹¹. Il servizio è stato gestito attraverso 6.495 concessioni in 7.298 Comuni (Tav. 3.12).

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle quali viene distribuito

¹¹ Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

il 62,5% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,5%, mentre il restante 18% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Anche il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene erogato il 70,2% del gas distribuito a livello nazionale a 13,3 milioni di clienti (il 55,5% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,8%, erogato a 5,9 milioni di clienti (il 24,6% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,1% del gas a 4,8 milioni di clienti (il 19,9% del totale nazionale).

TAV. 3.12 Attività di distribuzione per regione nel 2021 (volumi in M(m³), clienti in migliaia e volumi unitari in m³)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1083	930	25	2133	3.473	10,8%	8,9%	1.628
Valle d'Aosta	24	1	1	24	42	0,1%	0,1%	1.710
Lombardia	1597	1383	44	4947	8.596	26,6%	20,6%	1.738
Trentino-Alto Adige	169	189	10	290	717	2,2%	1,2%	2.470
Veneto	655	538	25	2148	4.027	12,5%	8,9%	1.875
Friuli-Venezia Giulia	197	130	9	567	880	2,7%	2,4%	1.553
Liguria	161	156	7	913	815	2,5%	3,8%	893
Emilia-Romagna	383	318	19	2325	4.099	12,7%	9,7%	1.763
Toscana	252	247	9	1652	2.193	6,8%	6,9%	1.328
Umbria	96	81	11	374	484	1,5%	1,6%	1.295
Marche	229	198	27	701	910	2,8%	2,9%	1.297
Lazio	338	310	11	2385	1.975	6,1%	9,9%	828
Abruzzo	310	289	22	677	689	2,1%	2,8%	1.018
Molise	137	134	8	136	125	0,4%	0,6%	920
Campania	480	464	14	1501	1.022	3,2%	6,2%	681
Puglia	262	255	10	1413	1.093	3,4%	5,9%	774
Basilicata	131	129	10	218	198	0,6%	0,9%	905
Calabria	386	355	6	481	281	0,9%	2,0%	585
Sicilia	360	340	12	1179	654	2,0%	4,9%	554
Sardegna	48	48	1	4	1	0,0%	0,0%	206
ITALIA	7.298	6.495	-	24.069	32.273	100,0%	100,0%	1.341

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2021 sono state metanizzate 17 nuove località.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 268.138 km di rete (di cui, nel 2021, 270 non in funzione): il 57,4% in bassa pressione, il 41,9% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza delle reti è cresciuta di 2.181 km rispetto al 2020. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di

6.808 cabine e 102.650 gruppi di riduzione finale. Il 57,6% delle reti (154.374 km) è collocato al Nord, il 22,7% al Centro (60.992 km) e il restante 19,7% (52.772 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,1% delle reti che gestiscono, mentre i Comuni ne possiedono il 17,5%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal Comune, ai quali le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

TAV. 3.13 *Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2021 (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	835	7.100	108	12.966	11.736	94,9%	4,6%
Valle d'Aosta	5	56	0	170	196	98,6%	0,8%
Lombardia	1.812	16.352	164	15.169	33.199	79,6%	16,4%
Trentino-Alto Adige	233	21.475	196	2.278	2.213	92,1%	7,7%
Veneto	670	14.454	301	11.496	19.133	79,6%	19,9%
Friuli-Venezia Giulia	130	1.955	5	2.310	5.283	68,0%	31,4%
Liguria	83	2.899	5	2.201	4.068	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	510	7.777	212	17.712	13.253	75,5%	24,3%
Toscana	330	10.127	206	6.916	10.121	86,7%	11,1%
Umbria	189	1.953	101	2.063	3.430	59,4%	40,6%
Marche	136	2.468	13	4.869	4.700	61,9%	29,8%
Lazio	332	2.338	178	7.819	8.033	65,6%	34,4%
Abruzzo	216	2.179	4	5.047	5.128	73,2%	26,6%
Molise	96	424	1	1.176	1.186	86,6%	13,3%
Campania	336	5.957	58	5.033	8.524	84,1%	15,8%
Puglia	246	1.889	116	3.739	8.896	92,1%	7,7%
Basilicata	113	461	1	1.044	1.725	55,8%	43,5%
Calabria	264	925	60	4.227	3.659	91,9%	8,0%
Sicilia	224	1.826	129	5.483	9.135	94,7%	5,0%
Sardegna	48	35	0	736	205	100,0%	0,0%
ITALIA	6.808	102.650	1.858	112.456	153.824	81,1%	17,5%
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	4	114	151	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.14), di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite nell'ambito della riforma del *settlement*¹², tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i

¹² Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

quantitativi di gas consumati dai clienti finali che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili temporali di consumo standard.

Più della metà dei clienti (il 55,1%) 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 il 46,2% del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.126 m³/anno, superiore di circa il 5% a quello rilevato nel 2020 (1.074 m³).

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2021 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2021 e dei volumi a essi distribuiti e consumo medio in m³)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,04%	20,23%	13.274
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	41,35%	6,18%	200
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	55,06%	46,22%	1.126
C4	Uso condizionamento	0,03%	0,02%	786
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,09%	0,11%	1.616
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,12%	3,47%	39.343
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,30%	23,76%	24.538
	TOTALE	100,00%	100,00%	1.341

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (41,4%) 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 risultato pari al 6,2% del totale, per un consumo unitario di 200 m³, in netta diminuzione (-13%) rispetto all'anno precedente (231 m³): trattandosi di una categoria squisitamente domestica, sono evidenti gli effetti dei *lockdown* meno rigidi rispetto al 2020. Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (circa il 2%), ma nel 2021 hanno assorbito ben un quinto del gas distribuito, con un consumo annuo *pro capite* di 13.274 m³, in aumento (+7,7%) rispetto all'anno precedente (12.319 m³), anche a causa dell'andamento meteorologico. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 3,5% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 39.343 m³, in forte aumento (+25%) rispetto all'anno precedente (31.253 m³), anche per effetto dei minori periodi di chiusura delle attività e più in generale della ripresa economica. Quasi un quarto del gas distribuito (il 23,8%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 24.533 m³; in virtù di entrambi gli andamenti, meteorologici e produttivi, sopra accennati, anche il consumo medio di questa categoria risulta in aumento (+10%) rispetto al 2020 (22.313 m³). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari a circa lo 0,1% in termini sia di clienti sia di volumi assorbiti. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.341 m³/anno (Tav. 3.14), in aumento del 7,2% rispetto ai 1.250 m³ rilevati per il 2020.

La tavola 3.15 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 annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono principalmente consumi solo di prima necessità, contano molto in termini di clienti (47,6%), ma assorbono solo il 5,4% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa sia in termini di clienti (39,8%) sia di volumi (27,2%) è

quella relativa ai consumi annui 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, per la produzione di acqua calda o per la cucina. I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,75% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,7%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura¹³. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹⁴, si ottiene un valore più ampio di circa 1,7 milioni di unità, concentrate (97,3%) nella fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.15, che riporta entrambe queste specificazioni, in tutto il paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura.

La riduzione dei consumi unitari medi, vista in precedenza, ha determinato l'aumento delle quote dei clienti nelle classi di consumo inferiori. In particolare, l'insieme delle prime due classi (fino a 480 m³), che lo scorso anno comprendeva il 48,2% dei gruppi di misura, nel 2020 è salito al 49%, a scapito delle classi successive.

TAV. 3.15 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2021 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	7.693	6.053	179	25,15%	0,55%
121-480	5.400	5.394	1.579	22,41%	4,89%
481-1.560	9.609	9.574	8.791	39,78%	27,24%
1.561-5.000	2.631	2.629	6.012	10,92%	18,63%
5.001-80.000	400	400	6.228	1,66%	19,30%
80.001-200.000	12	12	1.468	0,05%	4,55%
200.001-1.000.000	7	7	2.750	0,03%	8,52%
Oltre 1.000.000	2	2	5.267	0,01%	16,32%
TOTALE	25.754	24.069	32.273	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.16 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)¹⁵. Nel 2021 sono presenti nel settore 22,2 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 15,5 miliardi di m³, ovvero il 48% 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 55,7% di tutto il gas distribuito in Italia e il 92,5% dei clienti totali.

¹³ Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹⁴ Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

¹⁵ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

Poco più di un miliardo di metri cubi (il 3,4 % 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 7,2% dei clienti e il 40,9% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 703 m³ per i clienti domestici, 11.917 per i condomini, 14.196 per le attività di servizio pubblico e 7.669 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 41,2% dei clienti e il 53,8% dei volumi, con un consumo medio unitario di 917 m³/anno. Seguono le due classi inferiori (0-120 e 120-480 m³/anno), ciascuna con un quarto dei clienti, ma il loro insieme assorbe solo il 10,8% dei consumi. Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, oltre la metà (57,4%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82,8% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 17.180 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota maggiore (28,1%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 36,1% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 18.258 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (29,3%) è la più piccola (0-120 m³/anno), ma assorbe solo lo 0,1% dei consumi di questi clienti, mentre considerando i volumi si rileva una prevalenza (37%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,9 milioni di m³/anno.

TAV. 3.16 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 2021 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	GRUPPI DI MISURA				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	5.507,133	23,087	18,900	503,934	170	0	0,2	8
121-480	5.123,769	9,735	7,215	252,790	1.500	3	2	74
481-1.560	9.096,957	19,098	13,132	444,944	8.344	19	13	416
1.561-5.000	2.287,887	34,445	14,238	291,943	5.055	111	42	805
5.001-80.000	46,955	119,279	21,520	211,777	368	2.049	393	3.417
80.001-200.000	0,100	1,880	1,004	9,223	12	209	118	1.129
200.001-1.000.000	0,047	0,249	0,477	5,774	17	81	183	2.469
Oltre 1.000.000	0,009	0,004	0,128	1,683	36	5	337	4.889
TOTALE	22.062,857	207,777	76,614	1.722,068	15.503	2.476	1.088	13.207

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.17. La tavola 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 (1.697 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e nelle Isole (677 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.076 m³). La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 12.936 m³ al Nord, 10.099 al Centro e 5.241 al Sud. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 8.276 m³ al Nord, 6.896 al Centro e 4.664 al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio di imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Seguono quindi i domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 823 m³ al Nord, 619 al Centro e 491 al Sud. Una differenziazione lievemente meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 15.082 m³ al Nord, 12.463 al Centro e 9.296 al Sud.

TAV. 3.17 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2021 (clienti in migliaia e volumi in M(m³))

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.945	1.456	35	404	9	132	144	1.480
Valle d'Aosta	21	17	1	8	0	4	2	12
Lombardia	4.284	3.671	53	832	13	230	597	3.863
Trentino-Alto Adige	251	211	8	79	2	46	29	381
Veneto	1.944	1.803	15	146	5	103	183	1.974
Friuli-Venezia Giulia	520	414	5	61	2	49	40	356
Liguria	862	395	12	172	2	18	37	231
Emilia-Romagna	2.096	1.850	22	268	10	111	197	1.870
Toscana	1.525	1.122	11	104	4	82	112	885
Umbria	344	238	2	17	2	16	27	214
Marche	645	512	4	24	3	27	51	347
Lazio	2.267	1.054	24	278	6	68	87	574
Abruzzo	625	414	3	19	3	30	47	227
Molise	127	83	1	5	1	5	8	31
Campania	1.434	620	4	25	5	66	57	310
Puglia	1.363	811	2	16	4	43	45	223
Basilicata	205	139	1	5	1	20	12	33
Calabria	462	209	1	3	2	10	15	60
Sicilia	1.139	483	2	9	4	27	34	135
Sardegna	3	0	1	0	0	0	0	0
ITALIA	22.063	15.503	208	2.476	77	1.088	1.722	13.207

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità tra le principali tipologie al 31 dicembre 2021, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁶. Per quanto ri-

¹⁶ 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

guarda i gruppi di misura tradizionali, che necessitano di essere visti per raccogliere il dato di misura dei consumi, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle rilevazioni è pari al 44%. 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.

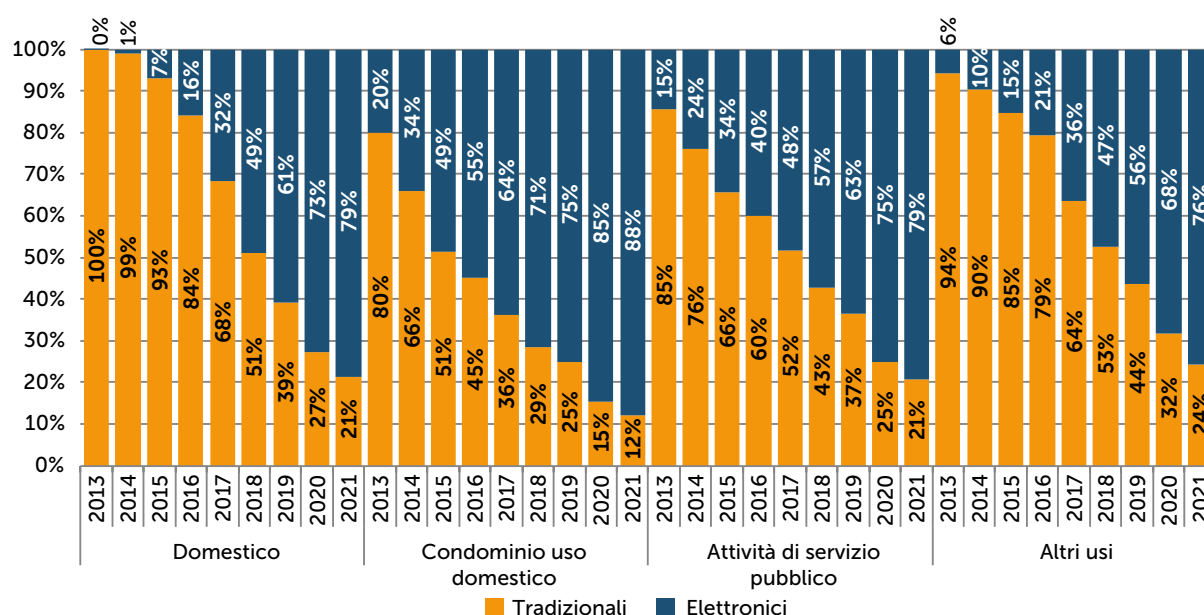
L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole. Nel corso del 2021 il loro numero è aumentato dell'8,6%, grazie all'installazione di circa 1,5 milioni di apparecchi, il 97% dei quali di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2021 risulta dotato di misuratore elettronico del gas quasi l'80% dei clienti; primeggiano i condomini, con l'88%, sono allineati alla media (79%) i domestici e le attività di servizio pubblico, mentre risultano lievemente attardati (76%) i clienti con altri usi (Fig. 3.11).

TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2021 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in $M(m^3)$)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI					
Fino a G6	7.385	3.191	7.604	18.180	13.015
G6	127	53	76	256	658
Da G6 a G25	135	56	63	255	1.720
G25	45	29	28	101	1.395
G40	23	15	16	54	1.259
Oltre G40	26	17	23	67	10.478
Totale elettronici	7.741	3.361	7.811	18.913	28.525
TRADIZIONALI					
Fino a G6	2.153	597	2.167	4.917	3.115
G6	94	28	95	217	336
Da G6 a G25	6	3	5	14	48
G25	1	1	1	3	26
G40	1	0	1	2	27
Oltre G40	1	1	1	3	197
Totale tradizionali	2.256	629	2.271	5.157	3.748
TOTALE GRUPPI DI MISURA	9.997	3.990	10.082	24.069	32.273

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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.

FIG. 3.11 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 3.19 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. 3.19 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2021

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	37,3%	2,1%	59,6%	0,5%	0,0%	0,4%	100,0%
501 - 1.500	3,8%	26,6%	61,4%	6,6%	0,1%	1,5%	100,0%
1.501 - 5.000	0,8%	3,7%	76,7%	13,8%	0,5%	4,6%	100,0%
> 5.000	0,2%	0,2%	2,3%	0,8%	27,7%	68,8%	100,0%
TOTALE	25,1%	8,8%	60,7%	3,2%	0,4%	1,8%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Per i clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno), è sceso notevolmente il numero di quelli (37,3%) con un solo tentativo di rilevazione all'anno (nel 2020 era l'83,3%); per la grande maggioranza di tali clienti (59,6%) sono state effettuate letture con periodicità quadrimestrale (tre volte l'anno), mentre le altre frequenze hanno natura residuale (meno del 3% dei clienti). Anche la grande maggioranza (61,4%) dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³ è stata oggetto di rilevazione quadrimestrale; poco più di un quarto (26,6%) ha avuto rilevazioni semestrali (due volte l'anno), ma vi è anche un 6,6% con più di tre letture annue (ma meno di dodici). Oltre tre quarti (76,7%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) ha lettura quadrimestrale (tre volte l'anno) e una parte di tali clienti (il 13,8%) ha più di tre letture all'anno. Completamente diverse le tem-

pistiche per i clienti più grandi (oltre 5.000 m³/anno): oltre un quarto (27,7%) ha rilevazione mensile e più di due terzi (68,8%) ha la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda solo l'1,8% dei clienti (che consumano, però, il 43% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,4% dei consumatori (6,9% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono il 3,2% (4,6% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda circa l'8% (sia dei clienti che dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora un quarto dei clienti, che assorbono però solo il 6,5% dei consumi.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2021 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 27,4%. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera e in settori collegati, il secondo gruppo, che è 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 19,8%, salita di un punto rispetto al 2020. Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015, Nedgia nel 2018 e Powergas Distribuzione nel 2021. Confermano il posizionamento dell'anno precedente A2A, Hera, Ascopiave, Iren, Estra e Acsm-Agam, con quote sostanzialmente invariate, ad eccezione di Estra, salita dal 2,2% al 2,8%. Segue il gruppo nato dall'unione tra le aziende di Verona e Vicenza (Agsm-Aim), che ha sopravanzato Eg Holding, mentre confermano le loro posizioni Dolomiti Energia e Gruppo Enercom. Hanno invece migliorato il loro posizionamento gli operatori che seguono, in particolare, l'altoatesina Selfin (salita dalla ventiduesima alla diciottesima posizione), ma occorre considerare che hanno tutti quote individuali inferiori all'1%.

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2021 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Italgas	8.838	27,4%	1°
2i Rete Gas	6.382	19,8%	2°
A2A	2.813	8,7%	3°
Hera	2.728	8,5%	4°
Ascopiave	1.570	4,9%	5°
Iren	1.416	4,4%	6°
Estra	888	2,8%	7°
Acsm-Agam	642	2,0%	8°
Agsm Aim	636	2,0%	10°
Eg Holding	438	1,4%	9°
Dolomiti Energia	342	1,1%	11°
Gruppo Enercom	310	1,0%	12°
Aimag	268	0,8%	15°
Gas Rimini	246	0,8%	16°
Sime Crema	242	0,7%	17°
Gas Plus	235	0,7%	18°

(segue)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Gruppo Amga Legnano	193	0,6%	19°
Selfin	181	0,6%	22°
Brimasco	176	0,5%	20°
Lucca Holding	171	0,5%	21°
Altri	3.559	11,0%	-
TOTALE	32.273	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2021 i primi venti gruppi hanno distribuito l'89% del totale dei volumi erogati, quota salita di quasi due punti rispetto all'anno precedente. Tale evidenza è coerente con i lievi aumenti nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita dal 55,3% al 55,9%), e nell'indice HHI, che è salito da 1.335 a 1.356 (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).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la 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 trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2021 sono state realizzate 92 connessioni con le reti di trasporto, di cui 72 alle condotte in alta pressione e 20 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). Mediamente, hanno richiesto un'attesa di 83,6 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 32,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, si osserva un lieve peggioramento per le connessioni in alta pressione e, all'opposto, un miglioramento per quelle realizzate in media pressione. Il numero di connessioni in alta pressione, infatti, è diminuito da 89 a 72, e il tempo medio per ottenerle è cresciuto di 6,6 giorni. Viceversa, le connessioni in media pressione sono salite a 20 (dalle 12 dell'anno precedente) e hanno richiesto, in media, 7,7 giorni in meno per la loro realizzazione. Il 41% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno: più precisamente, l'attivazione della fornitura ha riguardato 28 delle 72 connessioni in alta pressione (39%) e 10 delle 20 connessioni realizzate in media pressione (50%).

TAV. 3.21 Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2020		2021	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	89	77,0	72	83,6
Media pressione	12	40,1	20	32,4
TOTALE	101	72,6	92	72,5

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.22 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)

PRESSIONE	2020		2021	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	4.342	8,1	7.627	8,0
Bassa pressione	102.654	18,5	97.333	26,1
TOTALE	106.996	8,5	104.960	9,3

(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.

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.22) si è osservata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate (-2%): nel 2021 è risultato pari a 104.960 rispetto alle 106.996 del 2020. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato le condotte in bassa pressione (92,7%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già lo scorso anno. Si registra un lieve allungamento dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati in media da 18,5 a 26,1 giorni lavorativi, mentre per le connessioni alle reti in media pressione i tempi di realizzazione sono rimasti invariati rispetto al 2020 e pari a 8 giorni lavorativi.

In media, nel corso dell'anno, ciascun distributore ha effettuato 497 connessioni alle reti in bassa pressione. Se escludiamo dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (28 soggetti), la media sale a 579 connessioni per distributore.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2021 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 803. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 614 imprese (il 76,5%), 71 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 614 società che hanno partecipato all'Indagine, 40 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 574 attive, 86 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 381 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 104, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2021 (M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	86	-	165.133	147.429	165.133
Venditore puro	381	18.785	-	-	18.785
Operatore misto	104	38.254	119.974	83.289	158.228
Inattivo	43	-	-	-	-
TOTALE	614	57.039	285.107	230.718	342.146

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Complessivamente, il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2021 è stato pari a 342,1 G(m³). Poiché nel 2020 lo stesso valore era risultato pari a 369,8 G(m³), il mercato della vendita di gas ha registrato per la prima volta da molti anni una diminuzione, pari al 7,5%, anch'essa da valutare tenendo conto dell'impatto dell'emergenza pandemica sul 2020.

Il 48,3% di tale gas, cioè 165,1 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 5,5%, cioè 18,8 G(m³), dai venditori puri e il 46,2%, cioè 158,2 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2020, i grossisti puri hanno perso terreno a vantaggio dei venditori puri e degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2020 i venditori puri avevano intermediato il 4,8% di tutto il gas complessivo, come pure la quota degli operatori misti era risultata più bassa e pari al 45,9% del totale).

Nel 2021 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 285,1 G(m³), gas che è stato fornito per il 57,9% da grossisti puri e per il restante 42,1% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 57 G(m³), sono stati collocati per il 32,9% dai venditori puri e per il 67,1% 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).

Nel 2021 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è diminuito di 10 unità (190 contro le 200 del 2020, ma è importante sottolineare 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 rispondenza all'Indagine da un anno all'altro) mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di oltre 29 G(m³) (-9,3%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è calato quasi del 5%, da 1.572 a 1.501 M(m³). Si tratta della prima diminuzione dal 2012.

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.24) 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 2021 la classe dei soggetti di

grandi dimensioni conta due soggetti in meno rispetto al 2020, quella dei soggetti di media dimensione è rimasta invariata, quella dei piccoli è diminuita di cinque unità, mentre la numerosità dei piccolissimi ha evidenziato la perdita di tre unità.

DXT Commodities e Gazprom Marketing and Trading Limited, le due imprese che nel 2020 erano entrate nella classe dei grandi, nel 2021 hanno realizzato un quantitativo di vendite tale da riportarle nella classe dei medi. A parte queste due, le sette imprese classificate tra i grandi sono le stesse dell'anno precedente: Alpiq, Edison, due società del gruppo Eni e due del gruppo Engie, insieme a Shell Energy Europe.

TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2017	2018	2019	2020	2021
NUMERO	185	184	197	200	190
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	4	5	6	9	7
Medi	41	38	38	34	34
Piccoli	55	59	55	54	49
Piccolissimi	84	81	97	102	99
VOLUME VENDUTO G(m³)	210,8	216,2	256,0	314,5	285,1
Eni	26,6	32,9	35,6	37,2	30,6
Grandi	70,1	85,4	113,7	169,7	129,3
Medi	100,0	82,4	92,8	92,1	111,2
Piccoli	13,0	14,4	12,5	14,1	12,7
Piccolissimi	1,2	1,1	1,4	1,4	1,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.140	1.175	1.300	1.572	1.501
Eni	26.551	32.931	35.592	37.182	30.598
Grandi	17.524	17.075	18.947	18.858	18.475
Medi	2.438	2.169	2.443	2.708	3.271
Piccoli	236	245	228	262	258
Piccolissimi	14	13	15	14	13

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

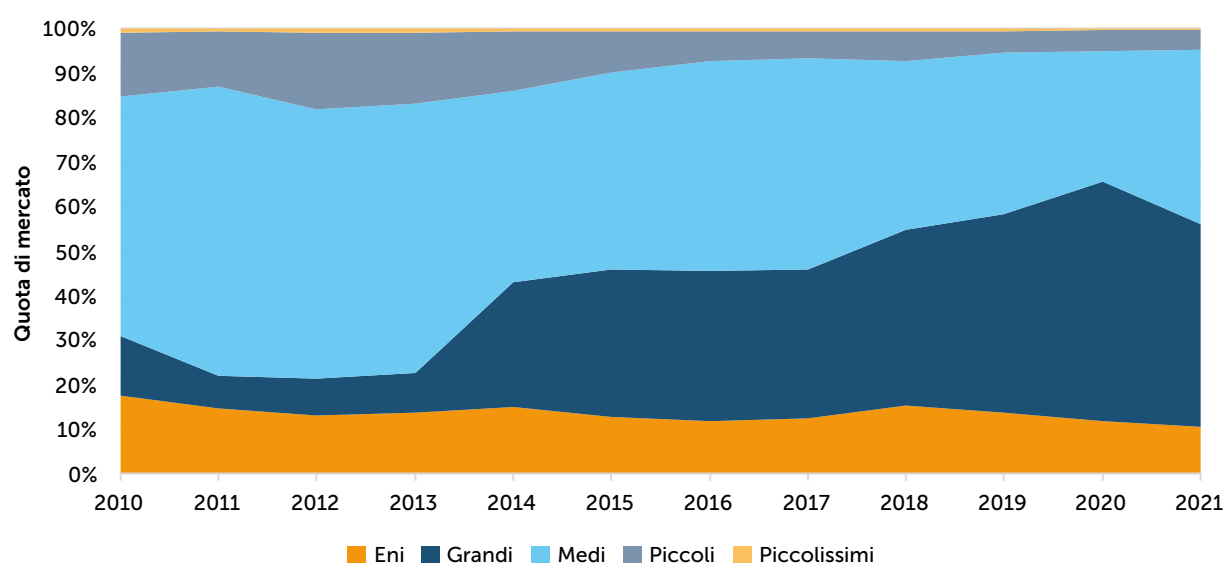
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come appena detto, la classe dei medi conta nel 2021 lo stesso numero di imprese del 2020, pari a 34, per effetto dell'uscita e dell'ingresso di un pari numero di operatori (6). Oltre a DXT Commodities e Gazprom Marketing and Trading Limited, provenienti dalla classe superiore, nella classe dei medi sono entrate Axpo Solutions, Azerbaijan Gas Supply Company, Gazprom Italia e Vitol; all'opposto, sono uscite Alperg, Electrade, OMV Gas Marketing & Trading, Spigas, Total Gas & Power Limited, Trafigura Trading Europe, tutte passate nella classe inferiore, tranne Alperg e Trafigura Trading Europe che non hanno inviato i dati nell'Indagine sul 2021.

La maggior parte delle imprese protagoniste dei movimenti tra le classi sono società di diritto straniero che operano come grossisti puri. In effetti, il 48% degli 86 grossisti puri che hanno risposto all'Indagine sul 2021 sono società di diritto non italiano. Il 10,7% (in diminuzione rispetto all'11,8% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 45,4% dai grandi venditori (54% nel 2020), il 39% dai venditori medi (29,3% nel 2020). Le rimanenti 148 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 4,9% del mercato all'ingrosso (nel 2020 erano 156 e hanno rifornito il 4,9% 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. 3.12). Nel 2021 la porzione di mercato servita dai venditori di grande dimensione, pur rimanendo la più elevata (quasi metà del mercato all'ingrosso), è diminuita a vantaggio degli operatori di media dimensione. Questi ultimi hanno intermediato circa 20 G(m³) in più dell'anno precedente e, poiché il loro numero non è cresciuto, il loro volume medio unitario di vendita è aumentato del 21% circa, sfiorando i 3,3 G(m³). La quota di Eni si è stabilizzata dal 2012 intorno al 13-14% fino al 2019, mentre negli ultimi due anni si è ridotta di circa 3 punti percentuali. La quota dei piccoli insieme con i piccolissimi venditori è andata diminuendo nel tempo per scendere dal 2020 al di sotto del 5%, nonostante il loro numero sia quasi invariabilmente aumentato.

FIG. 3.12 Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le variazioni societarie avvenute nel 2021 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- nove imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- quattro imprese hanno cessato l'attività;
- nel mese di agosto A2A ha incorporato Suncity Energy, impresa che già faceva parte del gruppo A2A;
- vi sono state due operazioni di acquisizione/cessione: Soenergy ha acquisito l'attività da Sinergas ed Eni Trading & Shipping ha ceduto l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale a Eni Global Energy Markets. Ciò a seguito di una scissione parziale di Eni Trading & Shipping in due distinte società di diritto italiano e partecipate

al 100% da Eni: a Eni Trade & Biofuels è stato assegnato il ramo d'azienda "Trading Oil" ovvero la commercializzazione di petrolio e prodotti petroliferi, mentre a Eni Global Energy Markets è stato assegnato il ramo d'azienda "Trading Gas LNG e Power" ovvero le attività di commercializzazione di gas, GNL, energia elettrica e certificati di emissione;

- cinque imprese hanno cambiato gruppo societario: Agsm Energia e 2V Energy hanno cambiato il gruppo societario in quanto dal 1° gennaio, a seguito dell'operazione societaria che ha visto la fusione delle due municipalizzate Agsm Verona e Aim Vicenza, il gruppo Agsm Verona ha cambiato nome diventando gruppo Agsm Aim. L'impresa Asm Energia è entrata nel gruppo A2A dal 23 febbraio 2021 perché in questa data l'assemblea dei soci ha deliberato di sottoporre la società alla direzione e al coordinamento di A2A Energia che, sebbene non ne sia socio di maggioranza, la include nel bilancio consolidato. Energia Etica (Enet) da luglio è entrata nel gruppo Edison perché Edison Energia ha acquisito il 100% del capitale sociale. Dal 1° dicembre Banco Energia Forniture è entrata nel gruppo DG (ex gruppo Enegas) perché la società DG l'ha acquisita al 100%;
- quattro imprese hanno cambiato natura giuridica: due società a responsabilità limitata sono divenute società per azioni e due hanno fatto l'operazione contraria;
- cinque imprese hanno cambiato ragione sociale: Iberdrola Generacion España ha cambiato la ragione sociale in Iberdrola Clientes España; Esa Italia è divenuta Esa Energie; Eni Gas e Luce ha assunto la denominazione Eni Gas e Luce Società Benefit (ma da marzo 2022 la società si chiama Eni Plenitude Società Benefit); Unogas Energia ora si chiama Unoenergy; Spigas Clienti è divenuta Spigas Clienti Unipersonale con l'acquisizione dell'intero capitale sociale da parte di Canarbino.

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 88,3 m³ (88,6 nel 2020) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (68,1 m³) sulle importazioni (20,3 m³). I restanti 11,7 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (7,1 m³) e sempre di meno (0,9 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 3,4 m³ su 100 (questo valore è tuttavia in aumento rispetto a quello del 2020, quando era pari a 2,8 m³). L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

Gli approvvigionamenti all'estero e gli acquisti al PSV costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque, la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo. La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 15% (13,5% nel 2020) del gas che poi rivendono, mentre ha perso importanza per i piccoli che risultano procurarsi attraverso le importazioni il 3,2% del gas che rivendono (nel 2020 la quota era del 9,4%). 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 (42,5%), per i quali hanno quasi la stessa importanza degli acquisti al PSV, e un peso importante anche per i piccoli (27,7%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli che li acquistano l'8% del gas che rivendono.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2021*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	4,8%	0,0%	0,0%	5,1%	6,7%	0,9%
Importazioni	78,8%	15,0%	10,1%	3,2%	0,0%	20,3%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,8%	1,2%	12,1%	27,7%	42,5%	7,1%
Acquisti in stoccaggio	0,6%	0,0%	0,3%	2,5%	0,0%	0,3%
Acquisti al PSV	14,0%	80,7%	74,0%	53,5%	45,1%	68,1%
Acquisti in Borsa	1,1%	3,2%	3,6%	8,0%	5,7%	3,4%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.26) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media l'80%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (87,1%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (78,2%) e per Eni (73,2%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per l'11,2%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni, ma nel 2021 la riduzione si è fermata, considerando che nel 2020 era risultata di un punto percentuale più bassa. Nell'ambito delle classi di operatori sono ovviamente i piccolissimi quelli che dirigono la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (43,9%), ma essa è rilevante anche per i piccoli (31,2%) e significativa per i medi (15,6%).

TAV. 3.26 *Impieghi di gas dei grossisti nel 2021*

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	73,2%	87,1%	78,2%	60,1%	37,2%	80,0%
- di cui vendite in stoccaggio	0,1%	0,0%	0,7%	4,6%	2,1%	0,4%
- di cui vendite al PSV	75,8%	88,3%	85,8%	56,3%	33,0%	67,5%
A clienti finali	11,2%	3,7%	15,6%	31,2%	43,9%	11,2%
- di cui collegati societariamente	17,5%	56,3%	28,9%	1,8%	5,8%	26,4%
Autoconsumi	14,5%	5,9%	2,6%	0,9%	13,3%	5,4%
Borsa	1,1%	3,3%	3,6%	7,8%	5,7%	3,4%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

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. Mediamente, il 5,4% 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

i medi e in modo del tutto irrisorio per i piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 3,4%, con una punta del 7,8% nel caso dei piccoli (in aumento rispetto al 5,6% del 2020).

In base ai dati ricevuti dalle 190 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 21 le società che nel 2021 hanno venduto almeno 3 G(m³) (erano 22 nel 2020); 35, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m³) nel 2021, mentre erano 38 nel 2020. La quota del mercato all'ingrosso delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) nel mercato all'ingrosso nel 2021 è pari all'85,1%, mentre nel 2020 era pari all'85,7%.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 3.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Nel dettaglio, il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 32,78 c€/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 49,77 c€/m³. Nel 2020 gli stessi prezzi erano mediamente pari a 15,64 c€/m³ nel caso degli altri rivenditori e 27,45 c€/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato un forte rincaro, più consistente nel prezzo all'ingrosso, che è più che raddoppiato, ma estremamente elevato anche nel mercato al dettaglio (81,3%). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che a partire dalla fine dell'estate hanno registrato marcati rincari; anche il prezzo al PSV nella media del 2021 è aumentato del 350% rispetto alla media del 2020.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2021 (M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	30.598	4.613	35.211	10,7%
Engie Global Markets	26.167	-	26.167	9,2%
Alpiq Ag	23.007	-	23.007	8,1%
Enel Global Trading	19.250	2.985	22.235	6,8%
Eni Global Energy Markets	19.157	-	19.157	6,7%
Engie Italia	14.702	821	15.524	5,2%
Edison	13.987	1.496	15.483	4,9%
Shell Energy Europe Limited	13.052	-	13.052	4,6%
Gazprom Marketing and Trading Limited	8.659	-	8.659	3,0%
DXT Commodities Sa	8.234	-	8.234	2,9%
Repower Italia	8.174	142	8.316	2,9%
Gunvor International B.V.	7.861	-	7.861	2,8%
Hera Trading	7.547	91	7.638	2,6%
A2A	7.171	300	7.471	2,5%
EDF Trading Limited	6.554	-	6.554	2,3%
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	5.923	-	5.923	2,1%
Axpo Italia	5.234	1.782	7.016	1,8%
Engie Sa	5.042	-	5.042	1,8%
Enet Energy Sa	4.148	-	4.148	1,5%
Met International Ag	4.129	-	4.129	1,4%
Uniper Global Commodities Se	3.971	-	3.971	1,4%
Altri	42.539	26.023	68.562	14,9%
TOTALE	285.107	38.254	323.361	100%
Prezzo medio (c€/m³)	32,78	49,77	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Punto di scambio virtuale

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. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e 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.

L'importanza del PSV, sia in termini di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, è andata crescendo 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 che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *Over The Counter* – OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Queste ultime sono le cessioni che negli anni più recenti hanno spinto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁷, 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 condizioni¹⁸.

Nel 2021, 199 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.13). Soltanto 49 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è cresciuto di due unità rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 233 unità contro le 231 del 2020.

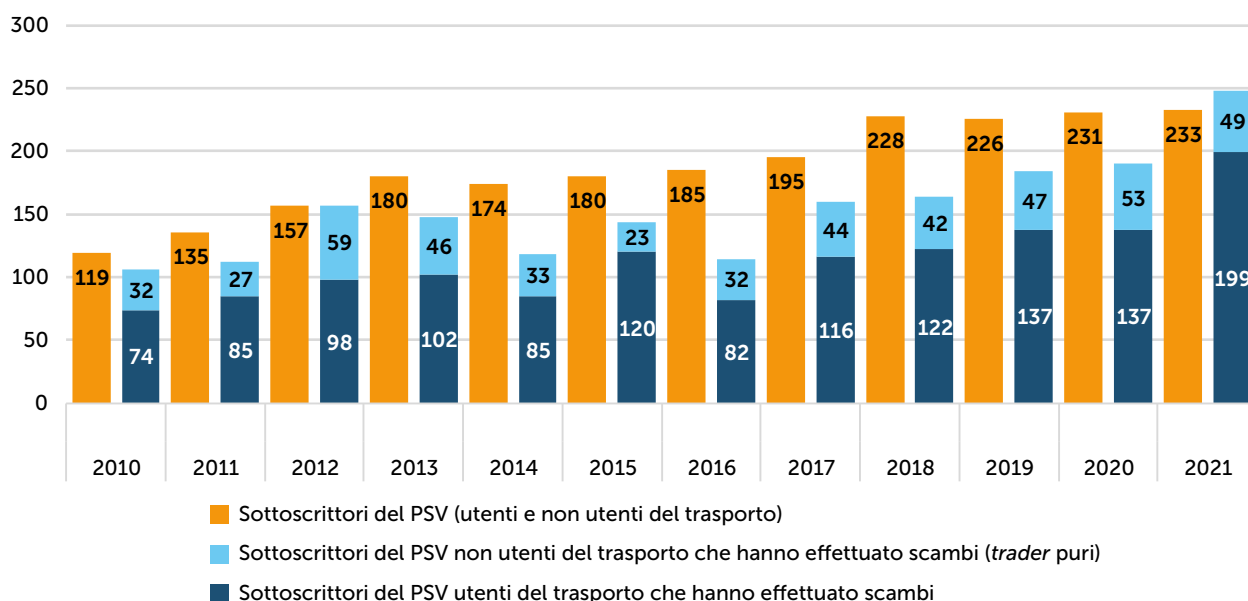
Tuttavia, coerentemente con l'incremento della domanda di gas naturale, il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni è notevolmente aumentato, essendo passato da 137 del 2020 a 199 del 2021 (+45%), mentre il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) è leggermente diminuito da 53 a 49 unità.

La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dal 2004. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC giornaliera, OTC multigiornaliera e forzosa GNL, mentre nella voce "PSV-Mercati" sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

¹⁷ 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.

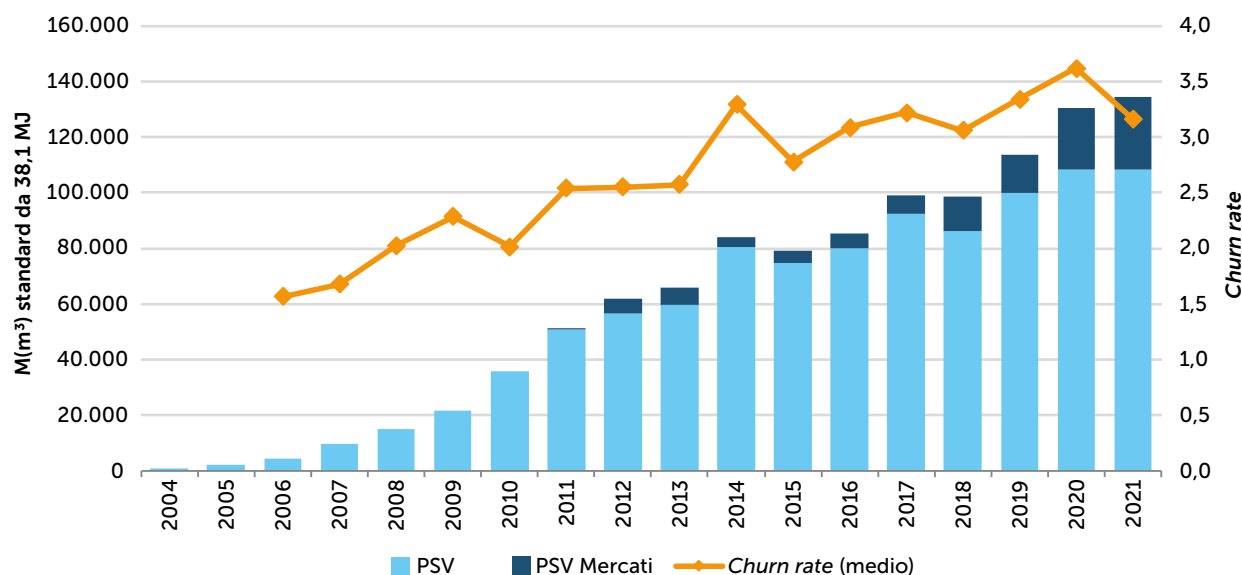
¹⁸ Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

FIG. 3.13 Sottoscrittori del PSV dal 2010



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.14 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



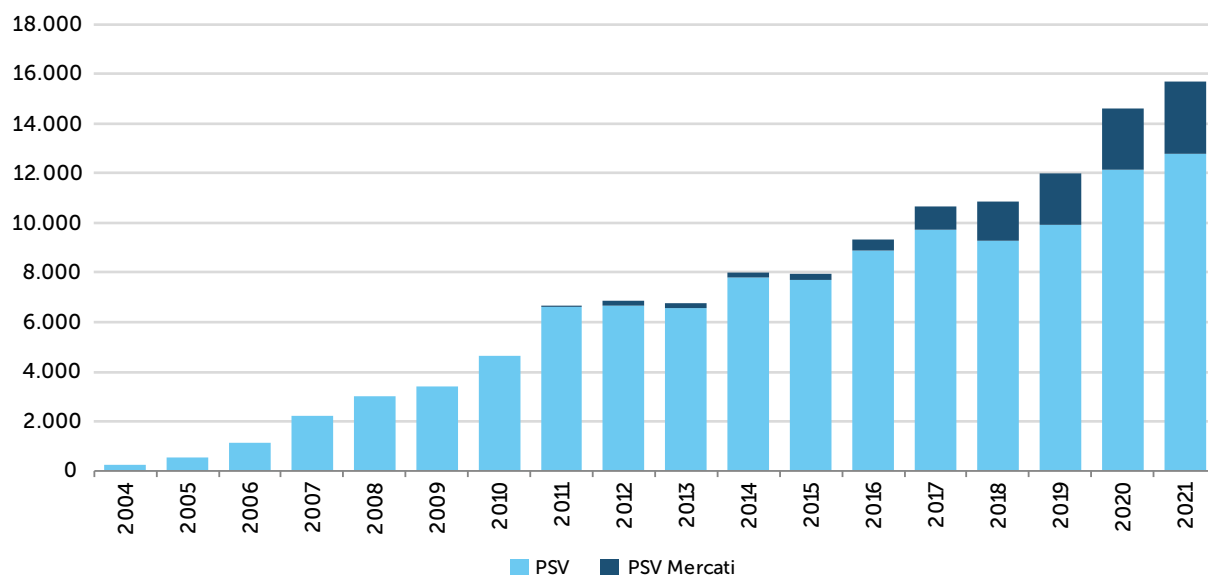
Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2021 i volumi OTC scambiati presso il PSV sono cresciuti del 2,1%, da 105 a 107 G(m³). I volumi con consegna forzata al PSV sono invece fortemente diminuiti (-68%; da 3,6 a 1,2 G(m³)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è rimasto sostanzialmente invariato a circa 108 G(m³) (Fig. 3.15). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un significativo incremento, +19%, seppure inferiore a quello dei due anni precedenti (rispettivamente pari a 77% e 58%). I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 26

G(m³) dai 22 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+16%) ai quali si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+55%).

Il *churn rate* è un 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 e 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. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Nel 2021, invece, si registra un ripiegamento a 3,2, spiegato dalla crescita relativamente contenuta del numero medio delle transazioni giornaliere (+5% per il PSV e +19% per il PSV Mercati) così come quella dei volumi scambiati (+3% nel complesso).

FIG. 3.15 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 gestione 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 della transizione ecologica ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)¹⁹. 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 ai 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.

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)²⁰. 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

¹⁹ In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

²⁰ In attuazione del decreto del Ministero della transizione ecologica del 13 marzo 2017.

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.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce 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 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sull'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-GAS²¹, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema²². 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.

Prezzi e volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel 2021 sono stati scambiati volumi complessivi per 131 TWh (Tav. 3.28), in aumento rispetto al 2020 (+15%). Tale crescita riflette il significativo aumento dei consumi nazionali, che hanno raggiunto il livello più alto dell'ultimo decennio (circa 807 TWh).

21 Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019//com.

22 Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

TAV. 3.28 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
P-GAS												
Import	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-	1.351
DLgs n. 130/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS												
MI-GAS	-	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701	44.086
MGP-GAS	-	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079	45.401
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655	33
MGS	-	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450	5.084
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.716	33.790
MI-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.363	1.608
PB-GAS												
PB-GAS (G+1)	-	1.712	34.925	40.833	38.584	40.863	30.568	-	-	-	-	-
PB-GAS (G-1)	-	-	-	48	2.940	7.326	6.218	-	-	-	-	-
TOTALE	0,4	4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497	113.965	131.352

Fonte: GME.

A differenza del 2020, nel 2021 la maggiore liquidità si osserva sul Mercato del giorno prima (45,4 TWh; +51%) e, in particolare, nella sessione di negoziazione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile mostra livelli di scambio più alti nell'ultimo trimestre dell'anno, con il mese di ottobre che ha più che raddoppiato i volumi rispetto al 2020 (+128%). Per quanto riguarda le diverse tipologie di prodotto, il prodotto *weekend* ha raggiunto una quota del 25% sul totale (+4 p.p. sul 2020). Al secondo anno di operatività, il comparto AGS ha registrato scambi per un totale di 33,8 TWh (+32% rispetto al 2020), quasi totalmente riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (90% dei volumi).

Si registra, invece, un calo dei volumi scambiati sul Mercato infragiornaliero (44,1 TWh; -5,6%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (RdB) (13,1 TWh; -23%), mentre aumentano i volumi scambiati da altri operatori (31 TWh; +4%), pari al 70% del totale scambiato nel comparto. Anche per il comparto AGS di MI, gli scambi, per un totale di 1,6 TWh (-66%), sono per lo più riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (63% dei volumi).

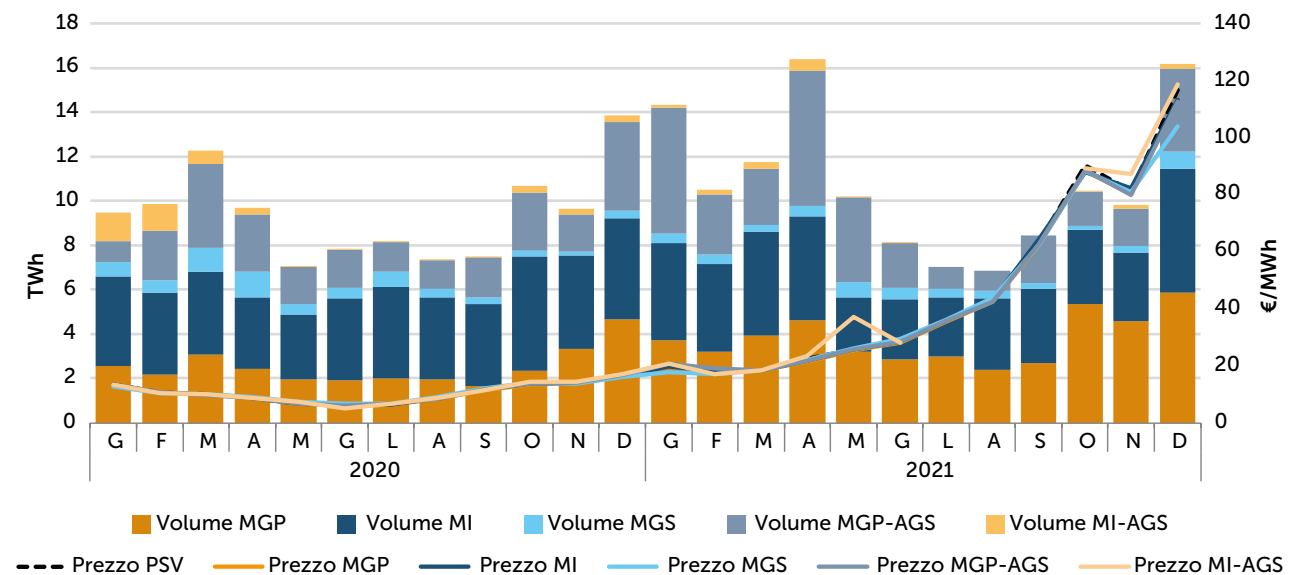
Le negoziazioni sul Mercato del gas in stoccaggio (MGS) evidenziano scambi pari a 5,1 TWh, per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a operatori terzi (2,8 TWh; -36% sul 2020) sia alle movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (2,3 TWh; +37% sul 2020).

Durante l'anno non si osserva alcuna sessione attivata da Snam Rete Gas sul Mercato dei prodotti *locational* (MPL).

Relativamente ai prodotti negoziati a termine sull'MT-GAS, si continua a osservare una diminuzione degli scambi con 10 abbinamenti relativi esclusivamente ai prodotti mensili, per un totale di 33 GWh andati in consegna nel 2021. Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto "royalties" della P-GAS con 1,3 TWh di volumi consegnati nel 2021 e precedentemente negoziati.

I prezzi registrati sulle diverse piattaforme (Fig. 3.16) possono essere ricondotti a una media annuale di circa 46 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* al PSV (47,20 €/MWh; +347%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, rispettivamente pari a 46,30 €/MWh per MGP-GAS e 46,70 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV. Anche i prezzi del comparto MGS risultano dinamicamente allineati a quelli degli altri mercati, a eccezione del mese di dicembre, per il quale si registra un livello più basso.

FIG. 3.16 Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS



Fonte: GME.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2021 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco più di 57 G(m³), ai quali vanno aggiunti 240 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²³. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 57,3 G(m³), con un aumento di 1,8 G(m³) rispetto al 2020 (Tav. 3.29).

²³ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero della transizione ecologica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 18,4 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75,7 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 74,1 G(m³) 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 2021 è quindi cresciuto del 5,1% rispetto a quello del 2020.

Un contributo molto significativo all'aumento dei volumi è stato dato dagli autoconsumi, che hanno invece registrato un forte incremento: rispetto all'anno precedente, la crescita è stata di quasi 1,9 G(m³), pari all'11,3%.

Come si vedrà più avanti nel paragrafo, la risalita dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppure in misura più netta (8,3%), è dovuta soprattutto a una significativa ripresa dei settori produttivi.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m³) e punti di prelievo in migliaia)

CONSUMI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Vendite finali	55.319	57.039	3,1%	21.914	21.573	-1,6%
Forniture di ultima istanza e default	190	240	26,1%	127	111	-12,1%
TOTALE MERCATO	55.509	57.279	3,2%	22.041	21.684	-1,6%
Autoconsumi	16.561	18.436	11,3%	1,3	1,2	-12,8%
CONSUMI FINALI	72.070	75.715	5,1%	22.042	21.686	-1,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2021 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 614 imprese sulle 803 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2021 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 43 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 571 ve ne sono 86 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 485, cioè 13 in più del 2020 (Tav. 3.30).

L'incremento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato nelle ultime due classi di venditori, quelli di dimensione più piccola, con vendite fino a 100 M(m³)²⁴. Più precisamente, il numero di operatori piccoli (vendite comprese tra 10 e 100 M(m³)) è salito di 10 unità, mentre il numero di operatori piccolissimi (con vendite inferiori a 10 M(m³)) è cresciuto di 14 unità, passando da 262 a 276. Al contrario, i venditori di maggiori dimensioni si sono ridotti: nel 2021 si registrano infatti tre venditori in meno nella classe dei grandi e otto in meno in quella dei medi²⁵.

²⁴ 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.

²⁵ Uno dei tre venditori usciti dalla classe dei grandi è la società Alperg, che quest'anno non ha risposto all'Indagine. Giova qui ricordare che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati (e soprattutto la consistenza degli operatori) sono particolarmente influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra, invece, variazioni tutte positive con l'eccezione della classe dei medi. I grandi hanno venduto 1,6 G(m³) in più rispetto al 2020, le vendite dei piccoli sono aumentate di 0,8 G(m³) (+19%), quelle dei piccolissimi sono passate da 537 a 557 M(m³), registrando quindi un incremento del 3,7%, mentre le quantità vendute dai medi si sono ridotte di 0,6 G(m³).

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI	VENDITE	2017	2018	2019	2020	2021
NUMERO		420	417	449	472	485
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	27	26	26	25	22
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	52	51	44	44	36
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	136	145	140	141	151
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	205	195	239	262	276
VOLUME VENDUTO G(m³)		59,8	56,9	58,0	55,3	57,0
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	42,5	40,0	42,7	40,7	42,2
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	12,4	11,6	10,5	10,2	9,5
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	4,8	4,4	4,0	4,7
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		142	136	129	117	118
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	1.575	1.540	1.641	1.627	1.920
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	238	228	238	231	265
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	32	33	31	28	31
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poiché il gas venduto è aumentato, complessivamente, del 3,1%, e il numero dei venditori è aumentato in misura minore (2,8%), il volume medio unitario di vendita è lievemente cresciuto, in media dello 0,3%, passando da 117,2 a 117,6 M(m³), ma l'allargamento del numero dei venditori erode questo valore da molti anni (basti pensare che nel 2010 il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m³)).

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 22 soggetti, tre in meno del 2020, due dei quali, le imprese Spigas e Total Gas & Power Limited, sono passate nella classe inferiore. Oltre a queste due imprese, nella classe dei medi è entrata Geoenergie, mentre ne sono uscite dodici, alcune delle quali (Hera CommNordEst, Unogas Energia e SoEnergy), come vedremo tra breve, sono state incorporate o hanno ceduto l'attività, mentre in due casi si tratta di aziende che non hanno risposto all'Indagine annuale.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2021 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	47
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	4
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	6
Fusioni/incorporazioni nell'ambito dello stesso gruppo societario	8
Cambio gruppo societario	14
Cambio ragione sociale	14
Cambio natura giuridica	20
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	-

(A) A clienti finali nel mercato libero e/o nel servizio di tutela.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Anche nel 2021 sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.31). Molte tra loro sono già 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: 47 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo una (Blue Luce e Gas) ha indicato anche la vendita a clienti tutelati e servizi di ultima istanza mentre due hanno indicato anche l'attività di vendita del gas all'ingrosso; nessuna ha selezionato anche l'avvio dell'attività di vendita di energia elettrica;
- cessione/acquisizione dell'attività di vendita: Sidiren ha acquisito l'attività da Sidigas.Com; Sinergas ha acquisito l'attività da SoEnergy; Chiurlo ha acquisito l'attività da E-Energia; Apiù Gas & Luce l'ha acquisita da Graziano & Co (le ultime tre hanno riguardato anche il settore elettrico);
- cessazione: sei imprese hanno cessato l'attività di vendita gas al mercato finale nel corso dell'anno. Tra loro, a fine anno, anche Spigas ed Energrid;
- incorporazioni: sono le stesse già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2. Energia Etica (Enet) SRL ha incorporato Azienda Intercomunale Metano Energie del Territorio (Aimet) e Rotagas e sei mesi dopo è passata nel gruppo Edison che ne ha acquisito tutte le quote di capitale. Estenergy ha incorporato Hera Comm NordEst. A2A ha incorporato Suncity Energy. Unoenergy ha incorporato Geu Energia, Geo Nord Est e Unogas Umbria. Cogeme Nuove Energie ha incorporato Friends Società Benefit;
- cambio di gruppo societario: anche nel 2021, i cambi di gruppo che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale sono stati numerosi. Tranne uno, gli altri sono stati già commentati nel paragrafo relativo alla vendita di energia elettrica del Capitolo 2, al quale si rimanda. L'unico cambio non descritto nel Capitolo elettrico, ma già descritto nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso gas, è relativo all'impresa Asm Energia che è entrata nel gruppo A2A dal 23 febbraio 2021. In questa data, infatti, l'assemblea dei soci ha deliberato di sottoporre la società alla direzione e al coordinamento di A2A Energia che, sebbene non sia un socio di maggioranza, la include nel bilancio consolidato;
- cambio di ragione sociale: quattordici imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria; Italiana Energia ha cambiato ragione sociale in Italiana Gas e

Luce; Caronno Pertusella Metano Unipersonale ora si chiama Caronno Pertusella Metano, perché il comune di Caronno Pertusella (VA) ha ceduto il 49% delle quote del capitale sociale dell'impresa a Canarbino; Archipelagus Line & Energy è divenuta Serenit; Pezzoli Gas ha cambiato la ragione sociale in Open Gas; Ego Green è diventata Egogreen; Mol Group Italy Luce & Gas ora si chiama Revolgreen; Esa Italia ha cambiato ragione sociale in Esa Energie; Eni Gas e Luce ha assunto la denominazione Eni Gas e Luce Società Benefit e dal marzo 2022 si chiama Eni Plenitude Società Benefit; Unogas Energia ha assunto la denominazione sociale Unoenergy; tre imprese hanno visto la parola Unipersonale aggiungersi nella ragione sociale, dopo che il loro capitale sociale è stato acquisito da Canarbino (si tratta di Energy Trade divenuta Energy Trade Unipersonale, Tecniconsul Energia divenuta Tecniconsul Unipersonale e Spigas Clienti divenuta Spigas Clienti Unipersonale); Total Gas & Power Limited ora si chiama TotalEnergies Gas & Power Limited; New Energy Gas e Luce ha assunto la denominazione sociale di Capital Energy Consulting perché l'unico socio (nuovo) dell'impresa è Lux Energie;

- cambio natura giuridica: venti imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando quasi sempre o società per azioni o società a responsabilità limitata.

Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 485, ha venduto nel 2021 oltre 300 M(m³) (Tav. 3.32). Nel 2020 questa quota era pari al 6,1%, visto che 29 imprese su 472 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2021 coprono l'83,7% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 52,28 c€/m³, ben 13,11 centesimi più alto (+33,5%) rispetto al 2020. 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 49,77 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,5 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione. Tale differenziale, comunque, si è molto ristretto rispetto a quello registrato nel 2020, che era pari a 6,4 c€/m³, com'è logico attendersi in un periodo di prezzi in forte crescita, qual è stato il 2021.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 32,78 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 34,35 c€/m³, cioè 1,57 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è notevolmente rincarato rispetto al 2020 (55,9%). Tale differenziale si è ampliato rispetto a quello sperimentato lo scorso anno (0,6 c€/m³).

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2021 (in M(m³) e quote percentuali)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	6.331	1.319	7.650	11,1%
Eni Gas e Luce Società Benefit	5.162	0	5.162	9,1%
Eni	4.613	30.598	35.211	8,1%
Enel Energia	4.074	0	4.074	7,1%
Enel Global Trading	2.985	19.250	22.235	5,2%
EP Commodities	2.711	581	3.291	4,8%
Iren Mercato	2.511	182	2.693	4,4%
Hera Comm	1.907	0	1.907	3,3%
A2A Energia	1.906	133	2.039	3,3%
Axpo Italia	1.782	5.234	7.016	3,1%
Edison	1.496	13.987	15.483	2,6%
Shell Energy Italia	1.475	713	2.188	2,6%
Sorgenia	1.451	749	2.200	2,5%
Estra Energie	978	667	1.645	1,7%
E.ON Energia	952	202	1.154	1,7%
Engie Italia	821	14.702	15.524	1,4%
Unoenergy	790	106	896	1,4%
Solvay Energy Services Italia	620	0	620	1,1%
Vivigas	600	20	621	1,1%
Sinergas	554	0	554	1,0%
Dolomiti Energia	532	0	532	0,9%
Egea Commerciale	511	36	547	0,9%
Ascotrade	488	205	694	0,9%
Alperia Smart Services	438	12	450	0,8%
Acel Energie	427	15	442	0,7%
Duferco Energia	343	1.946	2.289	0,6%
Met Energia Italia	342	25	367	0,6%
Estenergy	324	0	324	0,6%
Agsm Energia	307	0	307	0,5%
A2A	300	7.171	7.471	0,5%
Altri	9.307	22.121	31.428	16,3%
TOTALE	57.039	119.974	177.013	100,0%
Prezzo medio (c€/m³)	52,28	34,35	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.33).

Nessuna variazione emerge nelle prime quattro posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel ed Hera. Come nel 2020, la quota del gruppo Eni è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 18,4% al 17,1%, perché le vendite del gruppo si sono ridotte di quasi mezzo miliardo di metri cubi (-4%). Al contrario, le quote dei gruppi Edison ed Enel sono leggermente cresciute: dal 13,5% al 13,9% nel caso di Edison e dall'11,8% al 12,4% nel caso di Enel. Ciò grazie a un risultato nelle vendite di entrambi i gruppi nettamente positivo: rispetto al 2020, infatti, i quantitativi collocati nel mercato al dettaglio dal gruppo Edison sono cresciute del 5,9%, mentre quelli venduti dal gruppo Enel sono aumentati dell'8,5%. Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono accorciate rispetto al 2020. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison si è ridotta al 3,2% (nel 2020 era al 4,9%), quella tra il gruppo Edison e il gruppo Enel è scesa all'1,5% dall'1,8% ottenuto nel 2020.

Anche le vendite del gruppo Hera hanno registrato un significativo aumento, pari al 9,2%, ma la distanza tra questo e il gruppo Enel resta ampia (poco meno di sette punti percentuali).

Uno sguardo anche alle posizioni inferiori della classifica evidenzia che nel 2021 il gruppo EPH ha guadagnato una posizione in classifica, salendo al quinto posto, occupato nel 2020 dal gruppo Iren. Una discreta crescita ha interessato Axpo Group, passato in ottava posizione dalla decima che occupava nel 2020, grazie a un notevole incremento nelle vendite (+27%). Al contrario si nota una discesa in decima posizione del gruppo Sorgenia, dall'ottava ottenuta nel 2020, per via di un calo nelle vendite del 5,5%.

TAV. 3.33 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2021 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Eni	9.775	17,1%	1°
Edison	7.929	13,9%	2°
Enel	7.058	12,4%	3°
Hera	3.293	5,8%	4°
Energetický a Průmyslový Holding	2.711	4,8%	6°
Iren	2.621	4,6%	5°
A2A	2.517	4,4%	7°
Axpo Group	1.782	3,1%	10°
Royal Dutch Shell	1.475	2,6%	9°
Sorgenia	1.451	2,5%	8°
Estra	1.166	2,0%	11°
E.ON	952	1,7%	13°
Unoenergy	852	1,5%	14°
Engie	821	1,4%	12°
Solvay	620	1,1%	15°
EG Holding	600	1,1%	16°
Aimag	559	1,0%	38°
Dolomiti Energia	532	0,9%	17°
Egea	524	0,9%	18°
Alperia	498	0,9%	20°
Altri	9.302	16,3%	-
TOTALE	57.039	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale nel 2021 è leggermente diminuito. I primi tre gruppi controllano il 43,4%, mentre nel 2020 la quota era pari al 43,7%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita è rimasta sostanzialmente la stessa del 2020 (53,9% contro 53,8%). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 782, un poco inferiore a quello del 2020, che era pari a 809. 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 3.34 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 2021 sono provvisori.

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in $M(m^3)$, punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2020				2021			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	5.757	8.991	2	14.750	5.510	9.738	2	15.250
Condominio uso domestico	381	2.000	5	2.386	357	2.059	5	2.421
Commercio e servizi	-	6.638	22	6.660	-	7.080	23	7.104
Industria	-	17.781	4.487	22.268	-	18.920	5.781	24.700
Generazione elettrica	-	12.923	12.045	24.967	-	12.703	12.625	25.327
Attività di servizio pubblico	-	848	0	849	-	672	0	672
TOTALE VOLUMI	6.138	49.181	16.561	71.880	5.867	51.171	18.436	75.475
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	8.096	12.349	0	20.445	7.414	12.753	0	20.167
Condominio uso domestico	56	136	0	192	48	132	0	181
Commercio e servizi	-	1.049	1	1.050	-	1.001	1	1.002
Industria	-	183	0	183	-	181	0	181
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	2	0	2
Attività di servizio pubblico	-	45	0	45	-	42	0	42
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	8.152	13.763	1	21.916	7.462	14.111	1	21.574

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2021 sono stati venduti circa 75,5 $G(m^3)$ – di cui 18,4 destinati all'autoconsumo e 57 alla vendita – a 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2020 le vendite di gas sono aumentate del 5%, ma tale incremento si è realizzato anche grazie a un forte contributo degli autoconsumi. Complessivamente questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti un incremento dell'11,3%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 51,2 $G(m^3)$, hanno evidenziato un aumento del 4%, mentre le vendite del mercato tute-

lato, pari a 5,9 G(m³), sono scese del 15,2%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari comparti. Questi sono risultati pari a 240 M(m³) nel 2021 e a 190 M(m³) nel 2020. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 6,1 G(m³).

Grazie anche a un favorevole andamento climatico (si veda il Capitolo 1 di questo Volume) i consumi del settore domestico sono saliti del 3,4%, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,5%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono aumentati da 47,2 a 50 G(m³), registrando quindi un incremento del 5,9%. I consumi del terziario (commercio e servizi, insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 3,6%, passando da 7,5 a 7,8 G(m³).

Più in dettaglio, nel 2021, le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 4,3% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute dell'8,3% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 6,2% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute del 2,9% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 17,8 a 18,9 G(m³) (+6,4%), ma sono molto cresciuti anche gli autoconsumi (+1,3 miliardi di m³ rispetto al 2020): complessivamente, quindi, nel 2021, i consumi dell'industria sono cresciuti del 10,9%;
- al settore termoelettrico sono diminuite dell'1,7% (-220 M(m³)), ma gli autoconsumi hanno registrato un aumento del 4,8%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati dell'1,4% superiori a quelli del 2020;
- al settore del commercio e servizi le vendite e gli autoconsumi sono cresciuti entrambi del 6,7%, per un incremento complessivo di 444 M(m³);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 177 M(m³), quantificando la perdita nel 20,8%.

Nel 2021, il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 756 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 13.413 m³, 7.093 m³ per il commercio, 136,2 migliaia di m³ per l'industria, 16,1 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 16.097 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (764 m³) è risultato leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (743 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 15.583 m³, risulta essere oltre il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.412 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2021: il settore domestico ha acquistato 15,2 G(m³), cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero 2,4 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 9,4%, corrispondente a 7,1 G(m³); l'industria ne ha consumato il 32,7%, cioè 24,7 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 33,6%, equivalente a 25,3 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato lo 0,9%, equivalente a 0,7 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,8%, quella del mercato tutelato è del 7,8%, mentre il 24,4% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'89,7% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 10,3% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 34,6% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 65,4% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2021 ha raggiunto il 63,9% per le famiglie e l'85,2% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2020 i valori erano, rispettivamente, del 61% e dell'84%.

In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 36,8%; nel 2020 era risultata pari al 39,6%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 28,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*; quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,3%; la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,2%; la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9,3%; la penultima classe (da 2 a 20 milioni) il 16,8%; l'ultima classe (oltre 20 milioni) il 31,4%. Il 97,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 97,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 97,5% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 76,1% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel servizio di tutela e il 71% di quelli acquistati nel mercato libero. Il 64% 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 relativamente equidistribuiti tra le classi intermedie: il 29,9% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 19,3% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, il 28% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 16,9% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

TAV. 3.35 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2021 (in M(m³))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						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	
MERCATO TUTELATO	5.435	390	42	0,0	-	-	5.867
Domestico	5.391	118	0,6	0,0	-	-	5.510
Condominio uso domestico	44	272	41	-	-	-	357
MERCATO LIBERO	11.032	4.910	2.369	5.331	9.592	17.937	51.171
Domestico	9.499	219	7	4	9	-	9.738
Condominio uso domestico	76	1.461	437	85	0	-	2.059
Commercio e servizi	1.257	2.223	1.049	1.631	773	147	7.080
Industria	158	803	736	3.265	7.789	6.169	18.920
Generazione elettrica	1	4	9	159	908	11.621	12.703
Attività di servizio pubblico	40	201	129	188	113	-	672
TOTALE	16.467	5.300	2.411	5.331	9.592	17.937	57.039

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 clienti²⁶ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2021, è risultata complessivamente pari all'11,6%, ovvero al 13,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2020 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi. Anche nel 2021 l'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (benché la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii).

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2021 si sono ampliati di un punto percentuale, confermando e anzi accrescendo la già significativa vivacità registrata dal 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata (Fig. 3.17). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 2 milioni e 500.000 clienti, equivalenti a una quota dell'11,5% (e corrispondente a una porzione di volumi del 13,2%). Un po' più contenuta e pari all'11% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,1% del relativo settore di consumo.

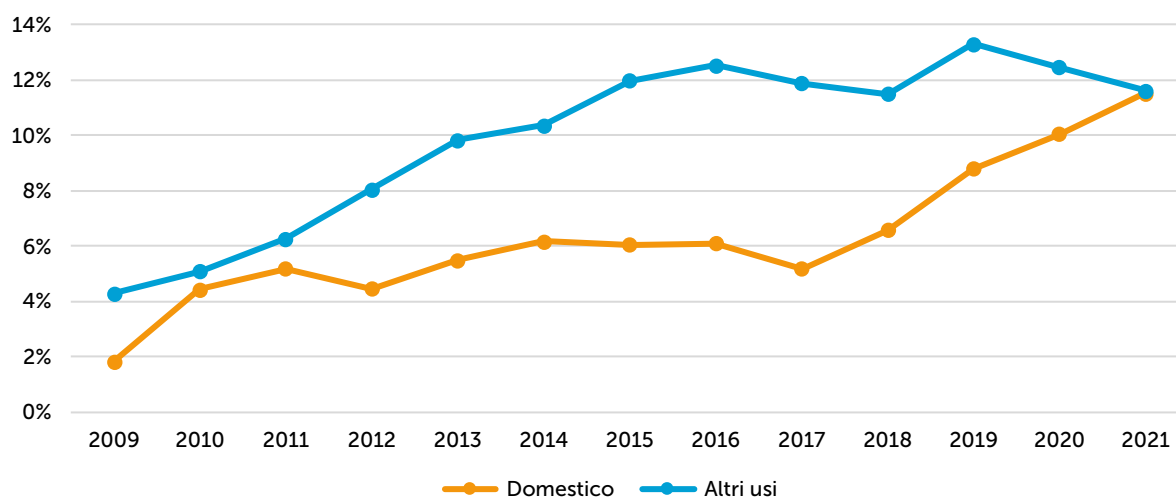
Il 23,6% (equivalenti al 20% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che 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 l'11,6% del totale in termini di clienti, nonché il 13,9% in termini di volumi, manifestando una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti.

TAV. 3.36 Tassi di *switching* dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2020		2021	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	10,1%	11,4%	11,5%	13,2%
Condominio uso domestico	9,4%	10,4%	11,0%	13,1%
Attività di servizio pubblico	12,8%	9,2%	23,6%	20,0%
Altri usi	12,5%	23,8%	11,6%	13,9%
TOTALE	10,2%	20,4%	11,6%	13,4%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

²⁶ 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.

FIG. 3.17 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Anche nel 2021 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.37) 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 non mutano in modo repentino. L'unica novità è rappresentata dai consumi della Sardegna, che aumentano un poco, pur restando, ovviamente, ancora molto marginali.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 63,3% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 33,4 G(m³); il 24,4% dei consumi, pari a 13,9 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 13,6%, cioè 7,8 G(m³), 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 2,5 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,6 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 (1,7) e massimo nel caso dei condomini (33,1).

La regione con i consumi più elevati, che raggiungono quasi i 12 G(m³) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – è sempre la Lombardia, che da sola acquista oltre un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono l'Emilia-Romagna con 8,1 G(m³) e il Lazio con 6,1 G(m³), cioè, rispettivamente, il 14,2% e il 10,8% del totale nazionale, nonché il Piemonte con poco meno di 6 G(m³) (10,4% del totale nazionale) e il Veneto con 5,3 G(m³), pari al 9,4% del totale nazionale. Seguono, rispettivamente con 3,9 e 3,4 G(m³) di consumo, la Toscana e la Sicilia. Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³).

TAV. 3.37 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2021 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.402	345	817	2.012	1.272	85	5.933
Valle d'Aosta	18	8	14	64	0	2	105
Lombardia	3.743	886	1.749	4.097	1.348	146	11.969
Trentino-Alto Adige	206	75	285	419	33	34	1.052
Veneto	1.791	142	937	2.184	195	65	5.313
Friuli-Venezia Giulia	362	48	191	824	23	17	1.465
Liguria	391	165	123	375	353	17	1.423
Emilia- Romagna	1.746	262	957	3.404	1.695	33	8.097
Toscana	1.107	105	422	1.478	742	42	3.897
Umbria	233	17	127	389	227	9	1.001
Marche	528	23	237	326	122	17	1.253
Lazio	1.053	259	500	752	3.550	69	6.184
Abruzzo	380	18	151	517	35	12	1.114
Molise	82	5	29	87	273	2	478
Campania	577	25	207	481	449	53	1.792
Puglia	802	16	159	620	224	38	1.858
Basilicata	139	6	37	130	21	8	342
Calabria	210	3	42	65	6	6	333
Sicilia	477	9	97	695	2.135	16	3.429
Sardegna	0,46	-	0,06	-	-	0,01	0,52
ITALIA	15.248	2.416	7.080	18.920	12.703	672	57.039
NORD	9.659	1.930	5.072	13.379	4.919	399	35.357
CENTRO	3.384	427	1.467	3.549	4.949	152	13.928
SUD E ISOLE	2.205	58	542	1.992	2.835	121	7.753

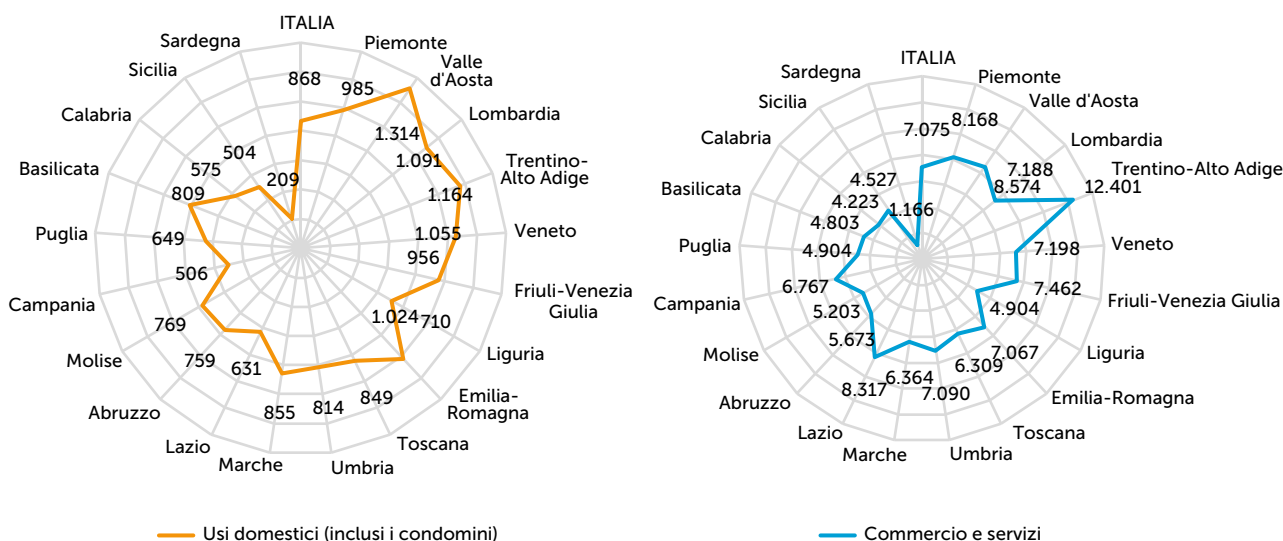
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Il primo è quello della generazione elettrica, dove i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio (38,7% al Nord, 39% al Centro e 22,3% nel Sud e nelle Isole) e dove il Lazio è la regione con i consumi più elevati, pari a 3,6 G(m³). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume il 79,9% dei volumi nazionali e il resto è quasi integralmente acquistato al Centro (17,7%). In pratica, 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 2,4% del totale nazionale.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.18 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi. La media nazionale dei consumi domestici è di 868 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macro-zone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.027 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 747 e 571 m³. Tra le regioni spicca il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 209 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro 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 7.075 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (7.414 m³), del Centro (6.838 m³) e del Sud e Isole (5.307 m³).

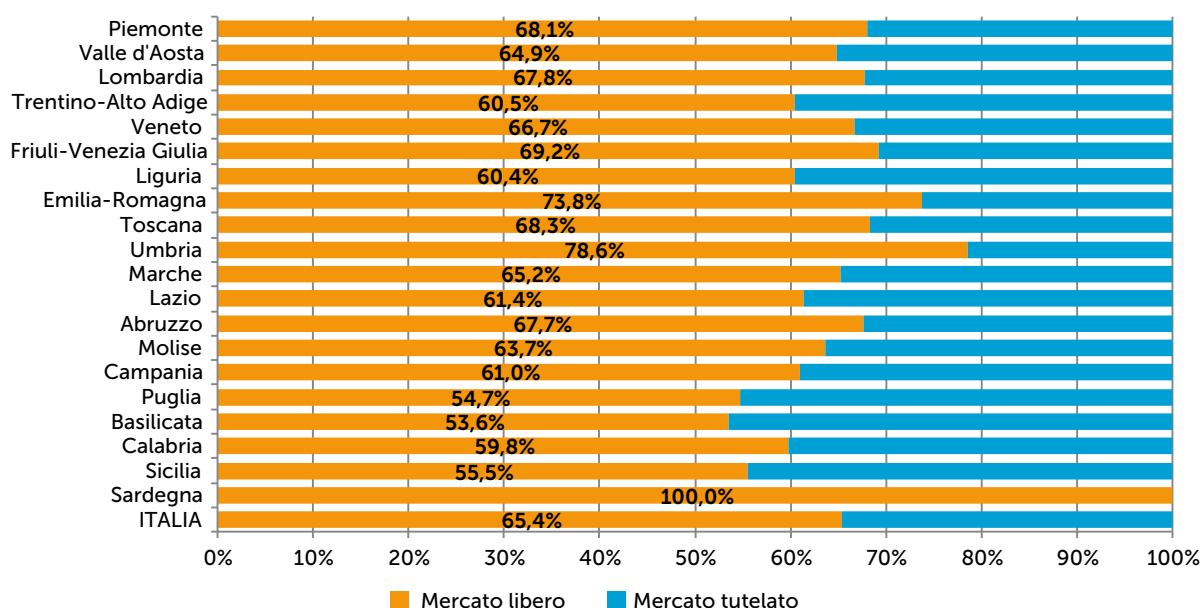
Negli ultimi anni, la ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato (Fig. 3.19), ha cominciato a evidenziare la prevalenza del mercato libero nella gran parte delle regioni italiane, anche calcolando le quote dei due mercati in base ai clienti (la dominanza del mercato libero vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del mercato libero hanno superato il 50% dappertutto, anche se in alcuni casi di poco. I valori più bassi si osservano in alcune regioni del Sud, in particolare in Basilicata (53,6%) e in Puglia (54,7%), dove il mercato tutelato risulta servire tuttora poco meno della metà dei clienti.

FIG. 3.18 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2021 (in m³)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.19 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2021



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.38), tendono a confermare il panorama appena osservato.

I clienti domestici collocati al Nord mostrano nel 2021 una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* in termini di clienti che mediamente sono più elevati della media nazionale. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Sud e Isole manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore in termini di clienti più contenuti.

Nel settore domestico, infatti, le percentuali del Nord risultano in media pari all'11,9% in termini di clienti e al 13,1% in termini di volumi, contro una media nazionale dell'11,5% (clienti) e del 13,2% (volumi). Al Centro il tasso di *switching* in termini di clienti è pari all'11,6%, solo un decimo di punto superiore alla media nazionale, ma in termini di volumi lo scarto sulla media nazionale sale a quattro decimi di punti. Al Sud e Isole, invece, si osservano percentuali di cambio fornitore, in termini di clienti, inferiori alla media nazionale, anche se non troppo distanti, e in linea con la media nazionale in termini di volumi.

Lo *switching* dei condomini con uso domestico nelle regioni del Centro risulta nel 2021 quello in media più elevato, sia se valutato attraverso i punti di riconsegna (16,1% contro la media nazionale dell'11%), ma ancor più se valutato mediante i volumi (21,4% contro la media nazionale del 13,1%). Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Sud risultano i più elevati in termini di clienti (28% contro il 23,6% della media nazionale), mentre in termini di volumi sono elevati ma inferiori a quelli del Centro. Infine, negli altri usi si osserva una discreta omogeneità dell'attività di *switching* tra le diverse aree in termini di clienti, l'11,6% dei quali cambia mediamente fornitore almeno una volta all'anno. In termini di volumi, invece, si osservano differenze significative tra le aree dove i maggiori spostamenti si effettuano al Nord.

TAV. 3.38 Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2021

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	12,1%	13,3%	9,5%	11,4%	13,7%	40,3%	10,0%	8,5%	12,2%	33,5%
Valle d'Aosta	9,0%	11,0%	6,6%	6,4%	15,5%	73,3%	24,3%	13,3%	9,6%	56,4%
Lombardia	13,0%	14,2%	12,3%	14,8%	7,5%	15,5%	24,6%	19,9%	12,4%	15,2%
Trentino-Alto Adige	2,7%	3,0%	2,8%	4,9%	5,8%	4,7%	12,8%	8,5%	3,0%	4,6%
Veneto	12,0%	13,0%	9,0%	9,4%	14,1%	11,7%	27,8%	25,1%	12,2%	12,2%
Friuli-Venezia Giulia	13,0%	14,6%	8,8%	7,2%	17,0%	13,0%	33,6%	13,2%	13,3%	13,1%
Liguria	12,5%	15,7%	7,7%	8,1%	13,9%	3,8%	9,1%	9,0%	12,5%	7,7%
Emilia-Romagna	10,1%	11,1%	5,7%	6,2%	12,0%	10,8%	26,9%	30,9%	10,3%	10,9%
Toscana	12,5%	13,9%	8,5%	8,3%	15,4%	4,9%	29,6%	16,2%	12,7%	7,3%
Umbria	10,6%	12,2%	13,8%	17,3%	13,7%	4,5%	31,2%	48,5%	10,9%	7,1%
Marche	10,5%	11,3%	16,3%	26,2%	13,9%	9,2%	19,8%	23,4%	10,8%	10,7%
Lazio	11,4%	14,4%	19,5%	26,5%	15,3%	10,6%	20,4%	24,8%	11,6%	13,2%
Abruzzo	12,0%	15,1%	16,6%	20,9%	13,4%	3,8%	30,3%	19,9%	12,2%	7,0%
Molise	10,4%	12,2%	24,8%	8,8%	14,1%	7,8%	20,5%	40,2%	10,7%	8,9%
Campania	10,0%	12,9%	9,4%	13,5%	13,7%	8,2%	29,3%	18,2%	10,2%	9,7%
Puglia	12,3%	14,1%	20,9%	8,6%	17,6%	14,3%	27,7%	18,1%	12,5%	14,3%
Basilicata	10,2%	12,3%	7,7%	3,4%	16,9%	18,8%	33,2%	16,3%	10,7%	15,9%
Calabria	8,5%	11,9%	11,4%	7,8%	13,7%	1,2%	22,5%	47,0%	8,7%	2,4%
Sicilia	9,3%	12,6%	14,9%	12,4%	11,5%	0,9%	28,0%	29,1%	9,4%	2,7%
Sardegna	0,1%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ITALIA	11,5%	13,2%	11,0%	13,1%	11,6%	13,9%	23,6%	20,0%	11,6%	13,8%
NORD	11,9%	13,1%	9,3%	11,3%	10,4%	17,8%	21,6%	18,7%	11,8%	16,6%
CENTRO	11,6%	13,6%	16,1%	21,4%	14,7%	6,6%	24,7%	22,8%	11,8%	9,3%
SUD E ISOLE	10,3%	13,1%	12,6%	10,7%	14,2%	1,5%	28,0%	21,5%	10,5%	2,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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. 3.39). 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.

Il livello di concentrazione nel settore domestico allargato – inteso come somma dei punti di riconsegna domestici e dei condomini con uso domestico – risulta ancora, quasi ovunque, piuttosto elevato con valori del C3 superiori all'80% in quattro regioni (Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Sicilia e Calabria) oltre che in Sardegna, regione nella quale il gas è arrivato solo di recente, pertanto il numero dei venditori è ancora molto basso. Vi sono poi altre cinque regioni in cui il C3 risulta superiore al 70% (Toscana, Friuli-Venezia Giulia, Basilicata, Lazio e Campania), a cui si aggiungono altre quattro regioni in cui supera il 60% (Emilia-Romagna, Liguria, Umbria e Puglia). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (354): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 46,8% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 57,9%. Un valore di C3 relativamente ridotto si osserva anche in Molise (50,4%) e in Piemonte (51,4%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio, Emilia-Romagna, Toscana e Campania, dove le quote dei primi tre gruppi sono vicine o superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un ampio numero di venditori presenti, intorno ai 300, in tutti questi territori.

TAV. 3.39 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2021 (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	305	51,4%	57,1%	47,1%	47,2%
Valle d'Aosta	107	89,7%	92,2%	83,5%	87,0%
Lombardia	354	46,8%	57,9%	38,7%	40,1%
Trentino-Alto Adige	164	85,4%	89,5%	59,1%	85,2%
Veneto	290	52,6%	55,6%	42,9%	42,9%
Friuli-Venezia Giulia	221	77,4%	83,9%	66,9%	69,8%
Liguria	257	65,8%	84,7%	71,4%	66,7%
Emilia-Romagna	307	66,7%	69,8%	56,0%	55,0%
Toscana	282	78,3%	83,7%	51,1%	82,5%
Umbria	213	65,3%	68,9%	74,0%	60,3%
Marche	232	57,3%	58,1%	48,7%	40,3%
Lazio	318	75,3%	77,5%	70,2%	64,6%
Abruzzo	255	54,5%	54,2%	56,5%	45,9%
Molise	162	50,4%	45,9%	70,1%	17,8%
Campania	271	72,6%	76,5%	52,9%	70,2%
Puglia	262	61,8%	62,8%	58,2%	48,2%
Basilicata	180	76,1%	75,0%	66,6%	68,6%
Calabria	208	81,7%	82,4%	69,0%	81,8%
Sicilia	225	83,6%	85,0%	92,1%	84,5%
Sardegna	8	99,7%	99,9%	99,7%	99,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano (in media di sei punti percentuali) se valutati relativamente 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 appare più elevato. Fanno eccezione solo il Molise, la Sicilia e l'Abruzzo, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente nel caso del Molise e della Sicilia, o resta pressoché invariato nel caso dell'Abruzzo. In tali regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per accaparrarsi una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

I contratti di vendita nel mercato libero

Come già evidenziato nel Capitolo 2, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, da ultimo arricchita dalla creazione delle offerte PLACET²⁷. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2021 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale, pertanto, la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, come per il settore elettrico, vengono presentati per la prima volta anche i dati dei clienti non domestici, tenuto conto del consolidamento dei risultati dopo un certo numero di anni in cui il questionario sulle offerte e i contratti scelti dai clienti viene sottoposto ai venditori.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 11,8 per la clientela domestica, a 5,8 per i condomini con uso domestico e a 13,8 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2020, il numero di offerte disponibili è leggermente cresciuto per i domestici e lievemente diminuito per i non domestici (erano 10,8 per i clienti domestici, 6,8 per i condomini e 15,1 per i clienti non domestici). Il 15,6% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 35,1% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 49,4% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su (Fig. 3.20). Rispetto al 2020, i numeri delle proposte commerciali non sono molto cambiati.

Delle 11,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,1 sono acquistabili solo online, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 4,6 nel 2020). La quota di venditori che effettua almeno un'offerta

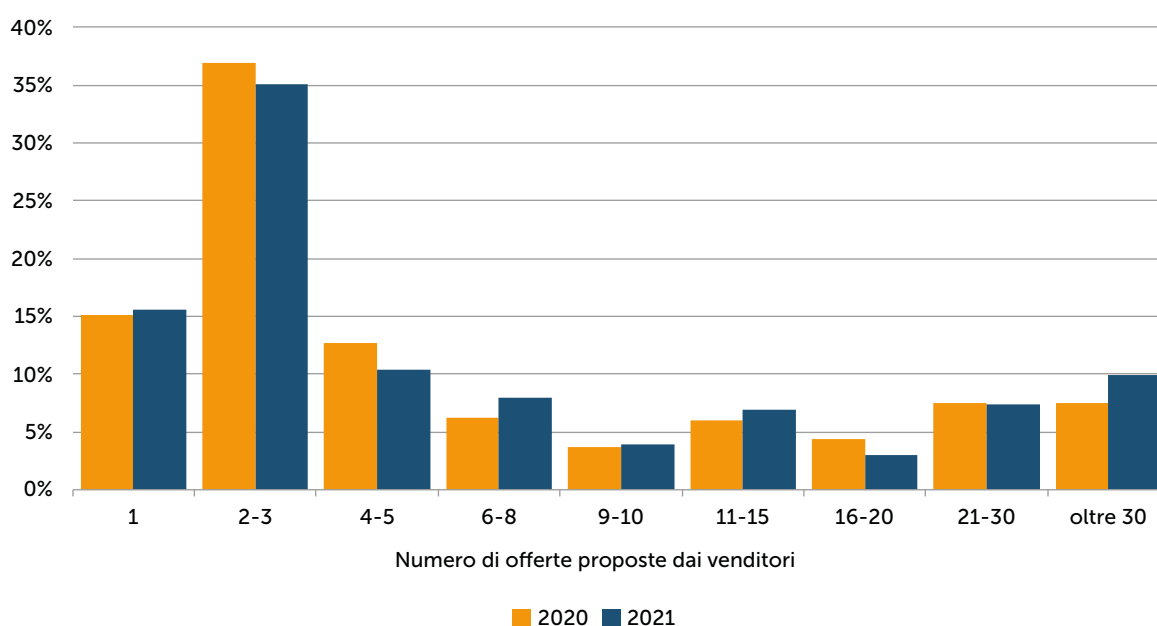
²⁷ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

online è rimasta invariata al 18,5%. Nel 14,7% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti. Pertanto, per la stragrande maggioranza dei venditori il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2021 si è lievemente ridotto, in quanto è risultato che solo il 7,2% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2020 tale quota era pari al 7,9%).

Se guardiamo ai clienti dei condomini, invece, delle 5,8 offerte mediamente proposte a questa clientela, 3,6 sono sottoscrivibili attraverso la rete e in base ai risultati raccolti, solo il 4,6% dei punti di riconsegna intestati a condomini risulta avere effettivamente sottoscritto il contratto online.

Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,8 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,7 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è significativo, visto che il 39% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online (ma in gran parte con un venditore che opera solo in modo digitale).

FIG. 3.20 *Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 3.40), è risultato che il 72,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 27,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso²⁸. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre meno di un terzo dei

²⁸ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, 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).

clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono all'incirca a metà tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, leggermente più numerosi (56,3%), e quelli che, invece, hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (43,7%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è più ampio per i condomini, mentre è relativamente piccolo per i domestici. Questi risultati sono in linea con le attese, considerando che nel 2021 il prezzo della materia prima gas è cresciuto notevolmente a partire dalla seconda metà dell'anno, pertanto è assai probabile che i contratti a prezzo fisso in vigore (siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso) hanno risentito meno dei rincari.

TAV. 3.40 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 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€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	72,7%	43,73	27,9%	34,63	43,7%	33,85
Contratti a prezzo variabile	27,3%	48,12	72,1%	41,12	56,3%	43,63
TOTALE CLIENTI	100%	45,09	100%	41,21	100%	40,23

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per tutte le tipologie di clienti la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; l'altra modalità di indicizzazione più diffusa è legata all'andamento del prezzo del gas al TTF (Tav. 3.41). In tutti i casi, inoltre, nel 2021 la prima si è rivelata più conveniente della media dei contratti a prezzo variabile, mentre la seconda ha condotto a un valore medio della componente di approvvigionamento più elevato della media di tutti i contratti indicizzati. Nel dettaglio, la modalità di indicizzazione legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela è stata scelta dal 56,4% dei clienti domestici, da quasi tre quarti (73,3%) dei punti di riconsegna intestati ai condomini con uso domestico e dal 56,3% dei punti di riconsegna per altri usi. L'indicizzazione dei prezzi all'andamento del prezzo del gas al TTF riguarda invece il 34,2% dei clienti domestici, il 13,7% dei condomini e il 26,2% dei non domestici. Nell'ambito di quest'ultima clientela un discreto peso si registra anche per l'indicizzazione dei prezzi al PSV (8,7%) e in questo caso il valore medio della componente di approvvigionamento risulta ancora più elevato rispetto a quello con l'indicizzazione al TTF.

TAV. 3.41 Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 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	56,4%	42,36	73,3%	38,31	56,3%	37,00
Con indicizzazione all'andamento del Brent	0,9%	36,07	1,3%	42,96	4,3%	38,70
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	34,2%	56,07	13,7%	46,92	26,2%	39,17
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	5,9%	62,40	9,4%	62,35	8,7%	49,85
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	1,3%	35,97	0,4%	49,83	2,4%	55,18
Con indicizzazione limitata	0,4%	35,20	0,1%	32,20	0,1%	41,08
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,9%	56,10	1,9%	35,43	1,9%	38,33
TOTALE	100%	48,12	100%	41,12	100%	43,63

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 4% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è più elevata (7,7%) nel caso di contratti a prezzo variabile, mentre è pari al 2,4% nei contratti a prezzo fisso. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità offrono ai loro clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2021 i venditori che hanno applicato contratti con clausola di durata minima sono risultati 23, i quali, complessivamente, servono circa 1,3 milioni di clienti domestici. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 38,3% (38,7% con prezzo fisso e 37,9% con prezzo variabile). Percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti: la clausola risulta infatti applicata all'1,7% dei contratti ai condomini e al 2,1% dei contratti ai clienti non domestici.

Il 35,1% 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 previsto 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 40,2% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 21,4% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 14% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (30,3% a prezzo fisso e 7,6% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non

domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 14,4% del totale (19,2% con prezzo fisso e 10,7% con prezzo variabile).

Come già ampiamente descritto nel paragrafo relativo ai contratti del mercato libero del Capitolo 2, al quale si rimanda, nei questionari dell'Indagine annuale sul 2021, la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata indagata con le stesse modalità dello scorso anno. Pertanto, i servizi aggiuntivi considerati erano:

- garanzia di energia 100% *green*;
- servizi energetici accessori (per esempio strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione sugli impianti energetici, ecc.);
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc.);
- altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas (per esempio internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- omaggio/gadget;
- altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale (per esempio internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati o altri);
- altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare).

Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono non un solo servizio aggiuntivo, ma una combinazione di servizi aggiuntivi non è molto elevata; essa riguarda, infatti, circa l'8% dei clienti domestici, lo 0,5% dei condomini e poco meno dell'1% dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori (Tav. 3.42).

TAV. 3.42 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2021 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€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	40,8%	43,62	81,9%	35,25	90,1%	34,07
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	2,2%	37,34	2,4%	33,55	2,2%	28,86
Servizi energetici accessori	8,1%	41,06	11,0%	31,67	3,0%	24,45
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,7%	37,07	2,6%	31,55	0,5%	31,51
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	4,4%	38,81	0,6%	30,37	0,9%	32,49
Programma di raccolta punti	38,7%	46,19	0,3%	33,44	2,5%	40,85
Omaggio o gadget	1,9%	41,15	0,9%	32,37	0,4%	33,78

(segue)

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,4%	45,86	0,4%	36,18	0,4%	29,93
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	43,74	100%	34,62	100%	33,85
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	78,5%	48,67	70,9%	40,34	88,8%	43,69
Garanzia di energia 100% green	8,8%	45,28	1,3%	72,02	4,2%	69,39
Servizi energetici accessori	5,0%	50,85	26,9%	42,01	4,7%	38,42
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,0%	44,19	0,0%	36,00	0,7%	26,74
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	0,7%	52,50	0,0%	62,95	0,0%	65,81
Programma di raccolta punti	3,1%	43,78	0,0%	34,93	0,7%	68,42
Omaggio o gadget	0,4%	42,57	0,2%	46,38	0,0%	40,35
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	2,6%	41,31	0,7%	42,86	0,9%	30,61
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	48,13	100%	41,11	100%	43,63

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati ottenuti per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 60% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 21,5% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,4%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (8,1%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (4,4%). Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere la garanzia di offerta verde al 100% (8,8%) e i servizi energetici accessori (5%), e subito dopo la partecipazione a un programma punti (3,1%); anche per questi clienti, il contratto privo di servizi aggiuntivi mostra un prezzo tra i più elevati, superato solo dai servizi energetici accessori e dalla fornitura di altri prodotti o servizi offerti insieme al gas.

Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo variabile: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari a circa il 71%, mentre

sale al 90% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è abbastanza conveniente per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa, in media il 90% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

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 sullo stato dei servizi nel settore del gas.

Nell'indagine annuale sui settori energetici, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2021 e confermato (o rettificato) i dati sul 2020 forniti 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 tutte le 70 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 2021 erano 67.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano numerose operazioni societarie che mutano il panorama dei soggetti che vi operano. Le principali che si sono verificate nel 2021 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- incorporazioni: nel mese di luglio, Autogas Nord ha incorporato PA.LA.GAS, che era entrata nel gruppo Autogas Nord a gennaio 2020;
- cambi di gruppo societario: dal mese di novembre, Sato Service Energia è entrata nel gruppo Octopus Energy Group Ltd che ne ha acquisito l'intero capitale sociale;
- operazioni di cessione/acquisizione dell'attività: dall'inizio dell'anno, Italgas Reti ha ceduto alcuni impianti alimentati a GPL a Lunigas I.F.; a maggio, Univergas Italia ha ceduto a Valnerina Servizi la rete pubblica GPL di due frazioni del Comune di Cascia (PG); in agosto, Centria ha acquisito l'impianto di San Casciano dei Bagni (SI) dalla società Olivi.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2021 sono cresciuti del 6,9%, da 35,7 a 38,3 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono aumentati dello 0,3%, avendo quasi raggiunto 175.000 unità dalle 174.300 registrate nel 2020 (Tav. 3.43).

TAV. 3.43 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2020		2021		VARIAZIONE 2020-2021	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	16,7	130.397	18,0	128.709	7,7%	-1,3%
Aria propanata	14,8	41.112	15,8	43.405	6,4%	5,6%
Altri gas	4,3	2.839	4,5	2.823	5,6%	-0,6%
TOTALE	35,8	174.348	38,3	174.937	6,9%	0,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La crescita nei volumi distribuiti si è ripartita in modo abbastanza uniforme tra tutti i gas diversi, mentre la crescita dei gruppi di misura è da attribuire unicamente ai clienti delle reti alimentate ad aria propanata. Infatti, i volumi di GPL distribuiti sono aumentati del 7,7% passando da 16,7 a 18 M(m³), ma sono stati accompagnati da una perdita di circa 1.700 clienti, così come negli altri gas si è registrato un incremento del 5,6% nei volumi distribuiti e una lieve riduzione (0,6%) dei gruppi di misura serviti. Viceversa, gli impianti alimentati da aria propanata hanno evidenziato una crescita di volumi del 6,4%, da 14,8 a 15,8 M(m³), che si è accompagnata a una crescita dei gruppi di misura di circa 2.300 unità.

Rispetto al 2020 il consumo medio unitario è salito a 219 m³ (lo scorso anno era 205 m³), ma come sempre restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 140 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 364 m³ dell'aria propanata e con i 1.603 m³ degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 47% dei volumi complessivamente erogati e il 74% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 41% dei volumi distribuiti (e il 25% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una quota minore (12%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2021 (Tav. 3.44) mostra, con le eccezioni di poche regioni, un innalzamento generalizzato dei volumi, sebbene con intensità differenti.

TAV. 3.44 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)

REGIONE	2020				2021			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI
Piemonte	14	1,45	9.031	89	13	1,62	8.876	89
Valle d'Aosta	3	0,10	580	7	3	0,11	581	7
Lombardia	16	6,30	12.539	60	16	6,66	12.538	60
Trentino-Alto Adige	2	0,25	1.050	8	2	0,30	1.069	8
Veneto	4	0,19	1.242	11	4	0,21	1.277	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,86	2.127	10	5	0,96	2.112	10
Liguria	13	1,54	12.495	69	13	1,53	11.569	65
Emilia-Romagna	14	1,62	10.375	50	13	1,74	10.196	50
Toscana	14	3,11	24.651	136	14	3,43	24.411	135
Umbria	10	0,66	5.548	38	10	0,78	5.577	39
Marche	11	0,42	2.200	32	11	0,47	2.228	32

(segue)

REGIONE	2020				2021			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI
Lazio	13	1,46	17.097	58	13	1,65	16.746	58
Abruzzo	8	0,15	3.092	10	8	0,16	3.170	10
Molise	1	0,04	199	1	1	0,04	196	1
Campania	3	0,15	1.198	9	3	0,15	1.170	9
Puglia	1	0,03	149	1	1	0,03	148	1
Basilicata	3	0,09	415	3	2	0,07	342	2
Calabria	1	0,10	1.247	5	1	0,11	1.130	5
Sicilia	3	0,05	309	6	3	0,05	305	6
Sardegna	8	17,23	68.804	110	8	18,22	71.296	80
ITALIA	-	35,81	174.348	713	-	38,29	174.937	678

(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 crescite più significative, con tassi superiori al 10%, si osservano in Trentino-Alto Adige (19%), in Umbria (17%), nelle Marche e nel Lazio (13%), in Friuli-Venezia Giulia e Piemonte (12%), in Valle d'Aosta (11%) e in Toscana (10%). Al contrario, si osservano consumi in discesa in Basilicata (-24%), dove Italgas ha completato la trasformazione a gas naturale di tutti i propri impianti alimentati a GPL, in Campania e in Sicilia (-2%), dove sono stati persi diversi clienti.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 48% dei volumi complessivamente prelevati e il 41% 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 comincino a erodere i consumi dei gas diversi; in questa regione il servizio raggiunge 80 comuni. Con il 17% dei volumi erogati e il 7% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda regione per importanza, seguita da Toscana (9% dei volumi distribuiti), Emilia-Romagna (5%), Liguria e Lazio (4%).

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2021 sono risultati complessivamente 678, vale a dire il 9% dei comuni esistenti al 1° gennaio 2022 nel territorio nazionale (7.905). Il numero di comuni serviti è diminuito di 35 unità rispetto al 2020, principalmente per effetto della trasformazione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: 30 comuni in meno in Sardegna, quattro in meno in Liguria, un comune in meno in Toscana e uno in più in Umbria.

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.45) è di circa 4.500 km (di cui l'84% alimentati a GPL), con circa 50 km non in funzione.

TAV. 3.45 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2021 (in km)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	193,9	78,4	95,9%	4,1%
Valle d'Aosta	-	21,0	0,0	92,8%	7,2%
Lombardia	-	132,4	121,6	87,5%	12,5%
Trentino-Alto Adige	-	23,9	1,2	68,8%	31,2%
Veneto	-	27,2	2,8	68,1%	31,9%
Friuli-Venezia Giulia	-	9,2	46,3	85,4%	14,6%
Liguria	-	147,3	93,9	98,7%	1,3%
Emilia-Romagna	-	129,9	136,2	92,9%	7,1%
Toscana	0,7	395,5	220,8	93,1%	6,9%
Umbria	-	74,2	79,3	79,0%	21,0%
Marche	-	41,5	42,8	77,7%	22,3%
Lazio	-	195,6	219,3	95,2%	4,8%
Abruzzo	-	52,2	8,0	75,7%	24,3%
Molise	-	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	-	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	-	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	6,5	100,0%	-
Calabria	-	53,5	0,0	100,0%	-
Sicilia	-	9,2	3,3	100,0%	-
Sardegna	-	759,1	1 096,1	66,3%	33,7%
ITALIA	0,7	2.282,2	2.216,8	81,2%	18,8%
<i>di cui non in funzione</i>	0	14,0	34,9	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come già nel 2020, anche nel 2021 si evidenzia un'ulteriore riduzione dell'estensione complessiva delle reti, quest'anno di circa 400 km, circa 450 in meno sulle reti in media pressione, ma 75 km in più su quelle in bassa pressione. La riduzione della rete in media pressione è in larga parte attribuibile alla Sardegna, dove si evidenziano 395 km in meno rispetto all'anno precedente; cali meno pronunciati si osservano anche in Campania (-30 km) e nel Lazio (-20 km). Anche l'incremento delle reti in bassa pressione è avvenuto per la maggior parte in Sardegna (+23 km) e in Campania (+33 km). La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. 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 18,8% (in lieve aumento rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei comuni più significative si registrano in Sardegna (33,7%), Veneto (31,9%), Trentino-Alto Adige (31,2%), Abruzzo (24,3%) e Marche (22,3%).

Le 67 imprese che erano attive nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale al 31 dicembre 2021 si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (34 casi) e quella di società per azioni (28 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La concentrazione nel segmento dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è rimasta sostanzialmente invariata nel 2021: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 58,4% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.46), mentre nel 2020 era pari al 58,7%. Le prime cinque imprese contano per il 70,7% (71,3% nel 2020).

TAV. 3.46 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2021 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2020	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	14,9	39,0%	1°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,0	10,3%	2°
Liquigas	3,5	9,1%	3°
Eni	3,1	8,2%	4°
Sarda Reti Gas	1,6	4,1%	5°
Butan Gas	1,0	2,7%	6°
Centria	0,8	2,1%	7°
Carbotrade Gas	0,8	2,0%	8°
Autogas Nord	0,7	2,0%	9°
Socogas	0,6	1,5%	11°
2i Rete Gas	0,6	1,5%	10°
Beyfin	0,5	1,4%	12°
Società Italiana Gas Liquidi	0,4	1,2%	14°
Goldengas	0,4	1,1%	15°
Lunigas I.F.	0,4	1,1%	16°
Univergas Italia	0,3	0,9%	17°
Magigas	0,3	0,9%	19°
Autogas Riviera	0,3	0,8%	18°
Olivi	0,3	0,8%	20°
Bragas	0,3	0,7%	22°
Altri	3,3	8,5%	-
TOTALE	38,3	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (in breve, Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è lievemente diminuita (dal 39,7% al 39%). La quota del secondo operatore, il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia, è rimasta sostanzialmente invariata al 10,3% (era al 10,5%), nonostante l'incremento del gas distribuito da 3,7 a 4 M(m³). 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. Con 3,5 M(m³) distribuiti (erano 3,1 nel 2020), al terzo posto si trova Liquigas, quest'anno con una quota in aumento al 9,1%, dall'8,6% del 2020.

Nel 2021, comunque, le prime nove posizioni della classifica delle imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale non sono cambiate rispetto all'anno precedente.

Una minore concentrazione, ma in questo caso in lievissimo aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 19,3%, Eni con il 10,1% e Sarda Reti Gas con l'8,7%) hanno distribuito il 38,1% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Medea e Butan Gas) il 48%. Nel 2020, la quota dei primi tre operatori (gli stessi) era del 37,5%, quella dei primi cinque (ancora le stesse imprese) era pari al 48,6%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

L'importo medio unitario dell'insieme dei corrispettivi di trasporto applicati dall'operatore principale nell'ultimo anno, per il quale sono disponibili i dati a consuntivo (2020), è pari a 3,01 c€/S(m³)²⁹, in aumento del 6% rispetto ai 2,84 c€/S(m³) riscontrati per il 2019, a causa del rilevante calo nei volumi trasportati (-5,4 G(m³), -7,2%), solo in parte compensato dalla diminuzione nei ricavi dell'operatore (-1,6%).

Nel marzo 2019 l'Autorità ha approvato³⁰ i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2020-2023 (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale – RTTG). Con tali disposizioni, che attuano il regolamento n. 460/2017 finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea (codice TAR), si è passati infatti dalla metodologia "a matrice", adottata nel 2001, a quella della "distanza (percorsa)³¹ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR. Poiché tale codice non consente la coesistenza di più metodi tariffari, sono stati eliminati i preesistenti corrispettivi "a francobollo", volti a coprire i costi di capitale delle parti terminali del sistema di trasporto (le reti regionali). Tali costi sono ora coperti allo stesso modo della parte principale del sistema (la rete nazionale), ovvero attraverso i corrispettivi applicati alle capacità di trasporto impegnate. Come in precedenza, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 28 e il 72% dei costi di capitale complessivi del sistema. Relativamente ai corrispettivi di uscita, è stata eliminata la differenziazione tra le sei aree di prelievo in cui era suddiviso il territorio nazionale³² ed è stata prevista un'unica distinzione, a seconda che il punto di uscita disti più o meno di 15 km dalla rete nazionale. Sono state invece confermate le differenziazioni relative ai punti di uscita verso le esportazioni e i siti di stoccaggio. Infine, per quanto riguarda i costi di gestione (costi operativi, perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, permessi di emissione), gli stessi devono essere recuperati attraverso un corrispettivo applicato alle quantità di gas prelevate nei punti di uscita dal sistema.

Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2022 (Tav. 3.47) sono state approvate nel mese di giugno 2021³³.

²⁹ Bilancio Snam Rete Gas.

³⁰ Delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

³¹ Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

³² Coincidenti con i sei ambiti tariffari della distribuzione gas.

³³ Delibera 1° giugno 2021, 230/2021/R/gas.

TAV. 3.47 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2022**Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m³))**

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0037741
CV _{FC}	0,0013443

Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m³)/giorno)

CP _E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,695802	Tarvisio	1,495000
Gela	3,389018	Gorizia	1,405825
Passo Gries	1,482237	Melendugno	2,443291
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,204795	GNL Cavarzere	1,090726
GNL OLT Livorno	1,461548		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			0,527614
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,937399	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,958807
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,988491	Produzione Hub 4 – Falconara	1,134844
Produzione Hub 5 – Pineto	1,322279	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,511237
Produzione Hub 7 – Candela	1,731222	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	2,101385
Produzione Hub 9 – Crotone	2,622989	Produzione Hub 10 – Galliano	3,162230
CP _U – CORRISPETTIVI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,958913	Passo Gries	3,276591
Gorizia	2,535476	Tarvisio	3,274422
Repubblica di San Marino	2,086034	Melendugno	4,061029
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			1,154480
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	2,612059	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	2,768222

Corrispettivi per il servizio di misura (in €/anno/S(m³)/giorno)

CM	
CM ^T	0,094816
CM ^{CF}	0,517079

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 CPE 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.

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie addizionali³⁴:

- GS_T , destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T , destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto;
- CRV^{BL} , relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{FG} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{CS} , a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico;
- CRV^{FG} , per gli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{OS} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio;
- CRV^{ST} , a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2022, le componenti GS_T e RE_T sono state azzerate³⁵, la UG_{3T} ammonta³⁶ a 0,0014 c€/m³, la CRV^{CS} è pari³⁷ a 0,2675 c€/m³, la CRV^{FG} è pari³⁸ a 0,0705 c€/m³, la CRV^{OS} è pari³⁹ a 0,012 c€/m³, la CRV^{BL} ammonta⁴⁰ a 0,02 c€/m³, mentre la CRV^{ST} è pari⁴¹ a 1 c€/m³.

Rigassificazione

Nel novembre 2019 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2020-2023⁴². Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza, mentre nell'articolazione degli importi a carico degli utenti sono stati introdotti due nuovi corrispettivi a copertura dei costi variabili: l'elemento C_{CP} , a copertura dei costi monetari associati ai consumi della catena di rigassificazione, e l'elemento C_{ETS} , a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*.

34 Art. 36, allegato A delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

35 Art. 3, delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, e art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

36 Art. 3, delibera 30 giugno 2021, 280/2021/R/gas.

37 Art. 3, delibera 635/2021/R/gas, e art. 2, delibera 29 marzo 2021, 123/2021/R/com.

38 Art. 3, delibera 635/2021/R/gas, e art. 3, delibera 29 dicembre 2020, 595/2020/R/com.

39 Punto 3, delibera 30 marzo 2021, 133/2021/R/gas.

40 Art. 3, delibera 635/2021/R/gas, e art. 2, delibera 29 settembre 2020, 349/2020/R/com.

41 Art. 3, delibera 635/2021/R/gas.

42 Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Nel giugno 2021, l'Autorità ha approvato⁴³ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2022, presentate dalle società GNL Italia per il terminale di Panigaglia, Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo e OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno (Tav. 3.48).

TAV. 3.48 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2022

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	5,006696	26,278680	21,697702
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,127998	-	0,080768
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,28%	0,43%	0,69%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{cp} (€/m ³ liquido/anno)	2,030195	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i>	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	0,629179	0,355957	1,148711

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha approvato⁴⁴ 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 2020 l'Autorità ha approvato⁴⁵ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2021. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2021-2022 (Tav. 3.49), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁶ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari a 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.49 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2021-31 marzo 2022

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,099275	0,206786
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	6,857296	17,729535
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/ g/a	9,684396	22,669917

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

43 Delibera 28 giugno 2021, 268/2021/R/gas.

44 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

45 Delibera 21 luglio 2020, 275/2020/R/gas.

46 Punto 3, delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai un'applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, 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 trasportato⁴⁷. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio. Per il periodo dal 1° aprile 2021 al 31 marzo 2022 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,002675 €/S(m³)⁴⁸.

La capacità di stoccaggio restante (circa il 70%), 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 2019⁴⁹. 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. Nella tavola 3.48 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio, tra marzo e settembre 2021, per l'anno termico 1° aprile 2021-31 marzo 2022.

TAV. 3.50 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2021-31 marzo 2022 (capacità in M(m³) e prezzi in c€/kWh)*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	114.811	0,090326
Edison Stoccaggio	9.525	0,123214
TOTALE	124.336	0,092845

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una maggiore durata dell'arco temporale di svolgimento delle aste con esito positivo (da meno di due mesi a quasi sette);
- una diminuzione del 10,5% nella capacità conferita (-14,6 TWh, circa 1,3 miliardi di m³ in meno);
- una diminuzione di ben il 75% nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), passati dai 3,7 €/MWh del 2020 agli 0,9 €/MWh del 2021.

Le variazioni suddette indicano un minore interesse degli operatori per il servizio, determinato dal rincaro delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas avvenuto in seguito al contenimento degli effetti della pandemia a livello internazionale, ulteriormente accentuatosi nella parte finale del 2021, come evidenziato nelle sezioni dedicate all'andamento dei mercati.

47 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

48 Da sito internet Snam-Stogit.

49 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Distribuzione

La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) vigente per il periodo 2020-2023 è stata definita alla fine del 2019⁵⁰ ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- costi operativi iniziali (2020) sensibilmente inferiori a quelli del 2019 e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e 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;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2022 il suo valore è stato fissato⁵¹ al 5,6%.

Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sette 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 (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

TAV. 3.51 Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2022 (in €/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
τ_1 (dis)							
da G4 a G6	38,52	31,97	36,80	31,41	43,52	55,54	1194,71
da G10 a G40	275,87	233,17	254,00	225,69	300,66	360,49	1499,36
oltre G40	608,93	503,56	570,96	499,76	682,79	886,05	2024,92
τ_1 (mis)							
da G4 a G6	26,01	22,68	22,50	23,02	27,28	26,56	26,56
da G10 a G40	185,61	164,71	154,63	164,69	192,60	170,88	170,88
oltre G40	409,55	355,57	347,44	364,55	437,23	419,83	419,83
τ_1 (cot)	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79

Fonte: ARERA.

50 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

51 Allegato delibera 23 dicembre 2021, 614/R/com.

TAV. 3.52 Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2022 (in c€/m³ e scaglioni di consumo in m³/anno)

SCAGLIONE DI CONSUMO	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	7,8229	5,8571	8,0896	10,1607	14,0008	18,2527
481-1.560	7,1601	5,3608	7,4042	9,2998	12,8146	16,7062
1.561-5.000	7,1902	5,3834	7,4354	9,3389	12,8685	16,7765
5.001-80.000	5,3726	4,0225	5,5558	6,9781	9,6155	12,5355
80.001-200.000	2,7214	2,0376	2,8142	3,5347	4,8706	6,3498
200.000-1.000.000	1,3356	1	1,3812	1,7347	2,3904	3,1163
Oltre 1.000.000	0,3716	0,2782	0,3842	0,4826	0,665	0,8669

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2022 sono stati fissati⁵² nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.49 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.50 (quota variabile τ_3). Rispetto all'anno precedente, sono diminuite sia le quote fisse (nel loro insieme, mediamente, di circa quattro punti percentuali), sia le quote variabili (in media, tre punti percentuali in meno).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2022):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁵³;
- UG₁, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,0339 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0171 c€/m³ oltre tale soglia)⁵⁴;
- UG_{2c}, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁵⁵;
- UG_{2k}, per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k effettuata in ottemperanza alle sentenze n. 4825/2016 del Consiglio di Stato e n. 38/2020 del Tribunale amministrativo della Lombardia (applicata in misura pari a 0,2220 c€/m³ ai clienti con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno⁵⁶);
- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,1391 c€/m³)⁵⁷;
- UG_{3UJ}, a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,0076 c€/m³)⁵⁸;

52 Delibera 28 dicembre 2021, 620/2021/R/gas.

53 Art. 3, delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com e art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

54 Art. 3, delibera 635/2021/R/com e art. 2, delibera 396/2021/R/com.

55 La componente UG_{2c} è costituita da una quota fissa, pari a -26,13€/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo, i cui valori sono stati aggiornati con l'art. 2 della delibera 30 giugno 2021, 280/2021/R/gas.

56 Art. 2, delibera 280/2021/R/gas.

57 Art. 3, delibera 280/2021/R/gas.

58 Art. 3, delibera 280/2021/R/gas.

- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,0014 c€/m³)⁵⁹;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (azzerata dal 1° settembre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali)⁶⁰;
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (azzerata dal 1° settembre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali)⁶¹.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2021 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute) praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 52,3 c€/m³ (Tav. 3.53), un livello che non ha precedenti nell'ultimo decennio. Tale prezzo nel 2020 era pari a 33,9 c€/m³, pertanto nell'ultimo anno vi è stato un aumento di 12,3 c€/m³, equivalente al 54,4%. L'incremento, si registra nell'anno dei più forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, più sensibili alle oscillazioni delle quotazioni dei mercati internazionali.

TAV. 3.53 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³, classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inferiore a 5.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9
Tra 5.000 e 50.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0
Tra 50.000 e 200.000	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8
TOTALE	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.54 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2021, per dimensione e tipologia di cliente. La media complessiva di ciascuna tipologia di cliente (riportata nell'ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. I clienti domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi (e quindi da una maggiore incidenza delle quote fisse), presentano un prezzo medio totale più elevato (65,49 c€/m³), mentre per la ragione opposta l'industria presenta un prezzo complessivo più basso (39,9 c€/m³). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico, quelle commerciali e la generazione elettrica.

59 Art. 3, delibera 280/2021/R/gas.

60 Art. 3, delibera 635/2021/R/com, art. 2, delibera 396/2021/R/com, decreto legge 27 settembre 2021, n. 130.

61 Art. 3, delibera 635/2021/R/com, art. 2, delibera 396/2021/R/com, decreto legge n. 130/2021.

TAV. 3.54 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2021 (in 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	65,7	52,2	50,4	44,6	-	-	65,4
Condominio uso domestico	66,0	57,1	55,2	49,9	-	-	56,9
Attività di servizio pubblico	70,5	54,3	46,2	36,8	33,8	-	45,3
Commercio e servizi	66,6	54,9	48,0	39,7	36,2	36,1	50,0
Industria	70,9	52,5	46,3	37,8	34,5	44,6	39,9
Generazione elettrica	64,1	46,5	43,0	36,1	39,0	57,4	55,8
TOTALE	65,9	55,0	48,8	38,5	35,1	52,8	52,3

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.55 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) con consumi fino a 200.000 m³/anno, suddivisi a seconda delle principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

In generale, si conferma anche per il 2021 una minore economicità, in media, del mercato libero. Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela. Mediamente la differenza è pari al 13%, con un minimo del 2,6% nel primo anno e un massimo del 23,1% nel 2020. Nell'ultimo anno la differenza si è ridotta scendendo all'8,6%, verosimilmente per la forte diffusione nel mercato libero di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni internazionali della materia prima gas avvenuta nel corso del 2021.

Anche la classe dei clienti con consumi tra 5.000 e 50.000 m³/anno (in prevalenza condomini) presenta prezzi più elevati nel mercato libero, senza un restringimento del differenziale nell'ultimo anno.

Un andamento analogo si registra per i clienti più grandi (consumi tra 50.000 e 200.000 m³/anno, quasi esclusivamente condomini), con l'eccezione del 2013 in cui è risultato più conveniente il mercato libero (-3%). Occorre evidenziare che si tratta di una classe dimensionale marginale per i consumi di tipo domestico.

L'evoluzione dell'ultimo anno dipende dal fatto che mentre nel servizio di tutela tutte le classi dimensionali presentano un aumento percentuale abbastanza simile intorno al 20%, nel mercato libero l'evoluzione è nettamente differenziata e compresa tra l'aumento dell'8% per i clienti più piccoli e quello del 36% per quelli più grandi.

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.) nonché durate e date di attivazioni diverse.

TAV. 3.55 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inferiore a 5.000 m³										
Mercato libero	62,0	65,3	64,0	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,7
Servizio di tutela	60,4	60,1	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3
Differenziale	2,6%	8,5%	12,8%	16,6%	22,6%	17,9%	8,3%	9,0%	23,1%	8,6%
Tra 5.000 e 50.000 m³										
Mercato libero	51,7	55,0	51,7	47,1	46,1	45,8	51,3	53,5	46,1	57,9
Servizio di tutela	46,9	50,7	43,4	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3
Differenziale	10,3%	8,4%	19,2%	5,5%	22,2%	17,0%	10,6%	9,4%	16,2%	17,6%
Tra 50.000 e 200.000 m³										
Mercato libero	50,9	47,9	49,8	45,8	42,8	41,9	48,2	49,3	41,3	56,2
Servizio di tutela	50,2	49,4	40,3	40,9	36,0	36,1	45,2	45,0	36,7	43,9
Differenziale	1,4%	-3,1%	23,6%	12,0%	18,9%	16,3%	6,5%	9,5%	12,5%	28,0%

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 e gas di città" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita lievemente, passando dall'1,96% al 2,02% dell'intero paniere.

Il segmento "Gas naturale e gas di città" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende anche un altro segmento di consumo sottoposto alla regolazione dell'Autorità, ovvero l'energia elettrica. Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è salito (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è aumentata, passando dal 4,08% del 2020 al 4,28% del 2021.

TAV. 3.56 Numeri indice (2015 = 100) e variazioni (percentuali) del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	90,9	-4,6%	103,3	0,4%	88,0	-5,0%
Febbraio	91,1	-4,6%	103,4	0,6%	88,1	-5,2%
Marzo	91,1	-4,7%	103,7	0,8%	87,8	-5,4%
Aprile	94,3	12,7%	104,1	1,1%	90,6	11,5%
Maggio	94,4	12,8%	104,1	1,3%	90,7	11,4%
Giugno	94,4	12,9%	104,2	1,3%	90,6	11,5%
Luglio	107,5	36,8%	104,7	1,9%	102,7	34,2%
Agosto	107,5	36,9%	105,1	2,0%	102,3	34,2%
Settembre	107,6	37,1%	104,9	2,5%	102,6	33,7%
Ottobre	121,7	41,5%	105,6	3,0%	115,2	37,4%
Novembre	121,8	40,6%	106,2	3,7%	114,7	35,6%
Dicembre	121,9	40,8%	106,6	3,9%	114,4	35,5%
ANNO 2021	103,7	20,5%	104,7	1,9%	99,0	18,2%

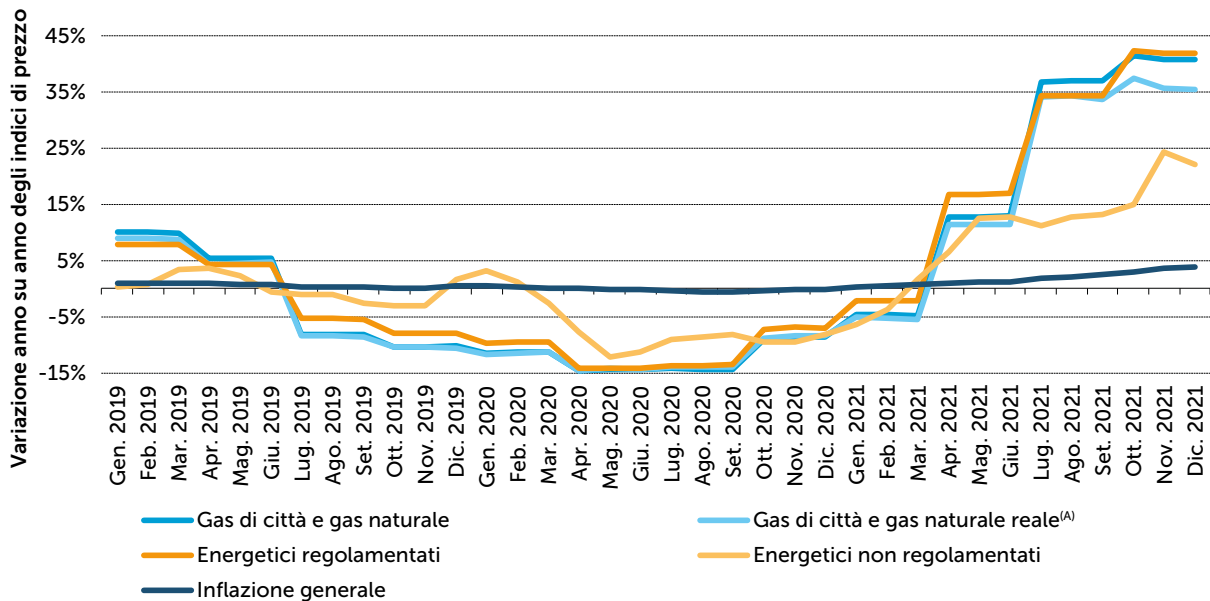
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Il tasso di variazione a 12 mesi dell'indice dei prezzi "Gas naturale e gas di città", che è stato negativo dal luglio 2019 al marzo 2021, è tornato positivo nell'aprile 2021 e da giugno presenta valori molto elevati (intorno al 40%), che rispecchiano i forti aumenti delle quotazioni nei mercati internazionali all'ingrosso. La combinazione tra i tassi di variazione negativi dei primi tre mesi e quelli positivi (via via crescenti) dei mesi successivi fa sì che in media d'anno, nel 2021, il prezzo del gas risulti aumentato del 20,5% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.56). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,9%, l'aumento in termini reali è pari al 18,2%.

L'evoluzione dell'indice dei prezzi del gas negli ultimi tre anni è stata molto prossima, sia in termini di segno sia di valore assoluto, a quella registrata per l'insieme dei beni energetici regolamentati, in virtù della forte dipendenza dell'altro bene energetico regolamentato, ossia l'energia elettrica, dai prezzi del gas (Fig. 3.21).

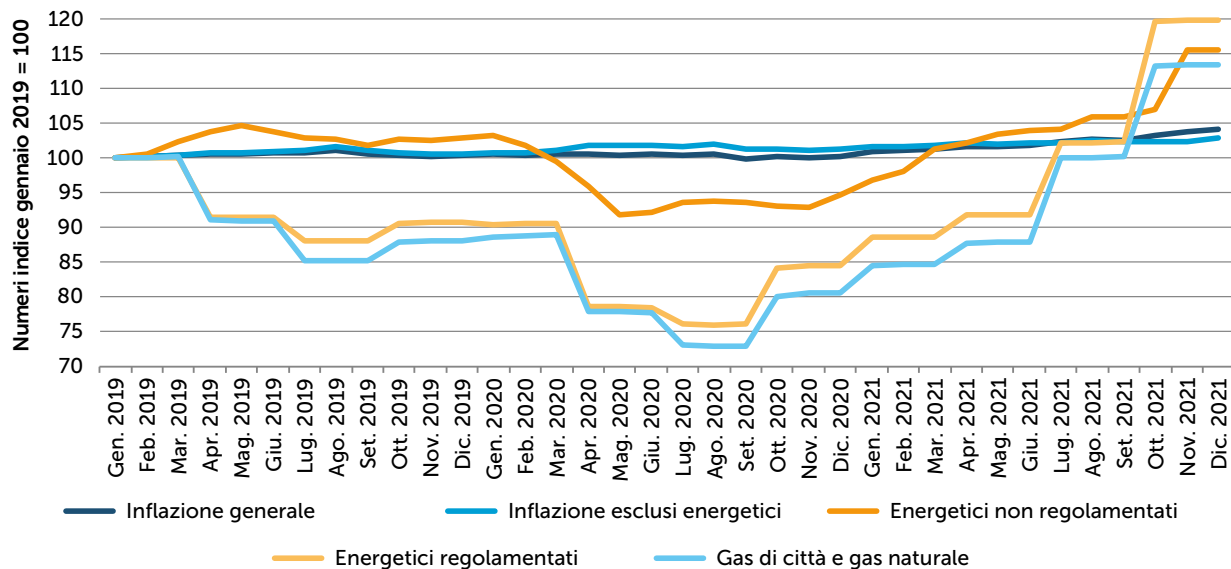
FIG. 3.21 *Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni*



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

FIG. 3.22 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni*

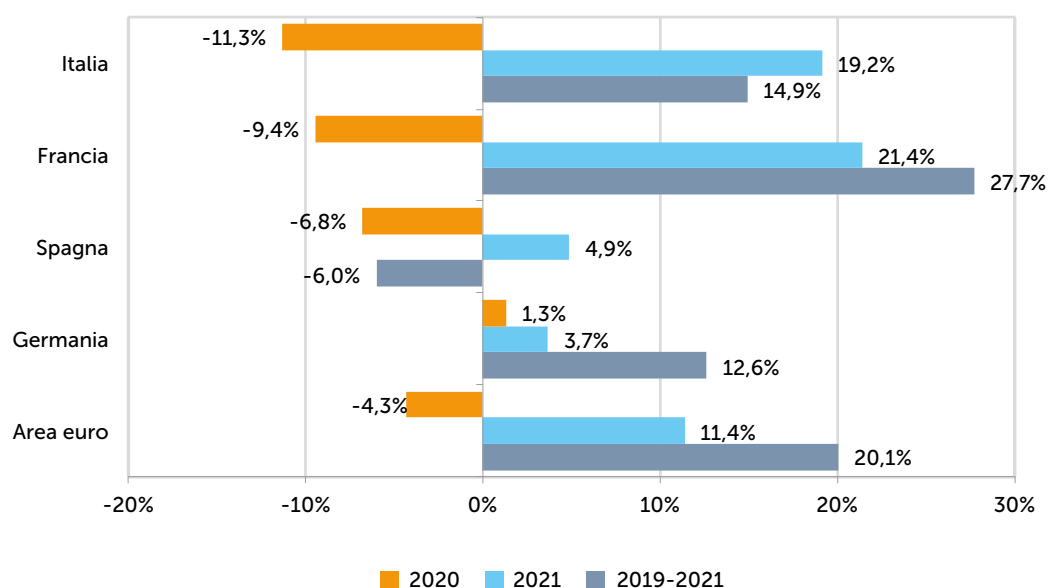


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

La prossimità tra l'indice del gas e il complesso dei beni energetici regolamentati è ancora più evidente nella figura 3.22, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2019). L'indice del gas nel triennio presenta il suo minimo nell'estate del 2020, in cui è inferiore del 27% rispetto al livello iniziale, mentre il livello finale (dicembre 2021) è superiore di 13,4 punti percentuali rispetto a quello iniziale. Da ultimo, l'esame del triennio mostra che, a differenza del passato, i beni energetici regolamentati presentano oscillazioni sensibilmente più marcate di quelle dei beni energetici non regolamentati.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.23). Quest'analisi mostra come nel 2021 il gas abbia registrato in Italia un aumento (19,2%) nettamente più marcato sia della media dell'Area euro (10,6%) che dei suoi tre principali paesi (Francia, 4,9%, Spagna, 3,7%, Germania, +11,4). Considerando le variazioni di prezzo complessive degli ultimi tre anni, l'Italia presenta una evoluzione più in linea, con un aumento (14,9%) di poco superiore a quello della Spagna (+12,6%) ma inferiore alla media dell'Area euro (18,7%) e alla Germania (+20,1%), mentre risulta in controtendenza la Francia, che nel triennio presenta invece una diminuzione (-6%).

FIG. 3.23 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.24). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁶² che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Tale valutazione è effettuata utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza.

La dinamica del prezzo complessivo dipende dall'andamento della componente materia prima gas, per il cui aggiornamento nel 2013 è stato progressivamente sostituito il riferimento al prezzo del petrolio, quale risultante

⁶² Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

dai contratti a lungo termine, con i prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), allora caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁶³.

Il sistema di calcolo della materia prima introdotto nel 2013 e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica riduzione del prezzo del consumatore tipo sino alla prima metà del 2016. In seguito vi è stata una fase di moderata crescita, ma nel secondo trimestre del 2019 vi è stata una nuova inversione di tendenza, riconducibile dapprima al rallentamento della crescita economica e poi al brusco abbassamento delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatosi all'insorgere dell'evento pandemico, con conseguenti forti diminuzioni nella componente relativa all'approvvigionamento della materia prima che ha più che dimezzato il suo valore nel terzo trimestre 2020, nel quale il prezzo complessivo è tornato su valori di quindici anni prima (circa 60 c€/m³). Successivamente, vi è stata una vigorosa ripresa economica che ha trainato la domanda di energia a livelli anche superiori alle disponibilità dell'offerta, con conseguenti tensioni e forti aumenti di prezzo nei mercati energetici internazionali. La componente materia prima gas ha rispecchiato tale evoluzione e in poco più di un anno è aumentata di circa otto volte, mentre il prezzo complessivo (135,6 c€/m³ a gennaio 2022) è più che raddoppiato rispetto al minimo del 2020 e supera del 46% il precedente massimo storico di inizio 2013 (92,8 c€/m³). Ovviamente tali incrementi sarebbero stati ancora più elevati se non vi fossero state le riduzioni delle componenti relative agli oneri di sistema e alle imposte adottate dal Governo e dall'Autorità.

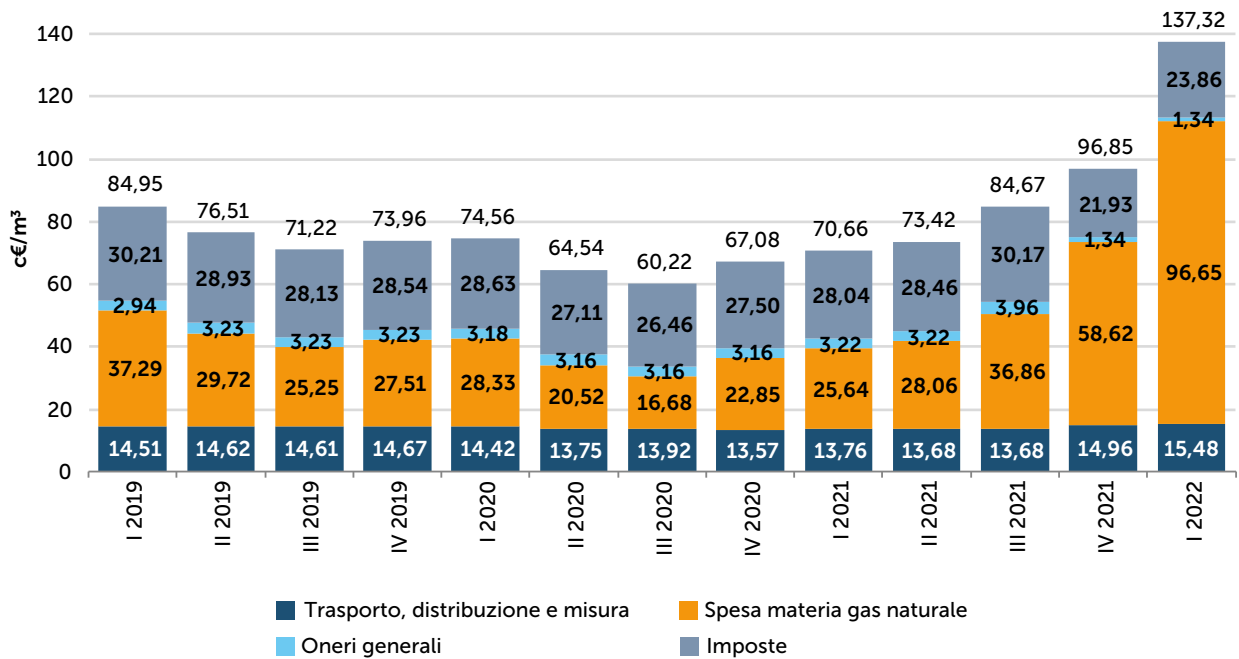
Al 1° gennaio 2022 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.25) è costituito per l'83,4% da componenti a copertura dei costi e per il restante 17,6% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima (comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 71,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 10,2%, mentre gli oneri di sistema⁶⁴ rappresentano l'1%.

La tavola 3.57 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale al 1° gennaio 2022.

63 Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 ("Cresci Italia"), l'Autorità con delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

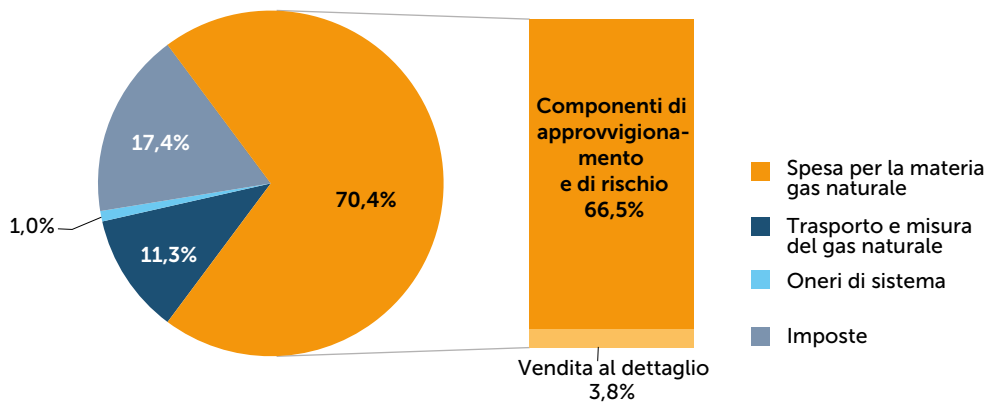
64 La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

FIG. 3.24 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

FIG. 3.25 Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2022 (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

TAV. 3.57 Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m³)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
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 ^(A)	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 ^(C)	5%	5%	5%	5%	5%	5%

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione 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, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Di norma l'aliquota IVA è pari al 10% per gli usi industriali e per gli usi civili con consumi fino a 480 m³/anno e al 22% per gli usi civili con consumi superiori. L'aliquota del 5% è temporaneamente fissata da alcuni provvedimenti governativi: inizialmente stabilita con il decreto legge 27 settembre 2021, n. 130 (art. 2, comma 1), o decreto "Taglia bollette", la riduzione è stata prorogata per il primo trimestre 2022 (con la legge di bilancio 30 dicembre 2021, n. 234, comma 506) e per il secondo trimestre 2022 (con il decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, art. 2, comma 1).

Fonte: elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati 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 2011⁶⁵ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁶⁶ 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 relativa all'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)⁶⁷. 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 2015⁶⁸, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁶⁹.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.26. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo biennio, nel corso del quale si è passati dal valore minimo di 33 c€/m³ del

65 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

66 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

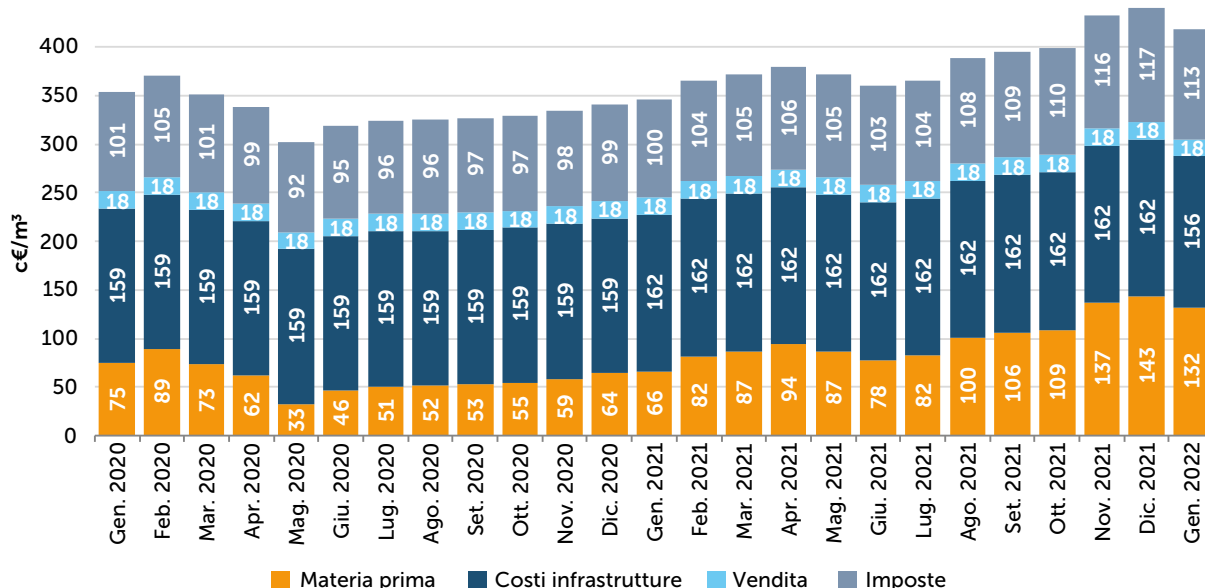
67 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

68 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

69 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

maggio 2020, in concomitanza con il completo dispiegarsi della prima ondata pandemica, al massimo di 143 c€/m³ del dicembre 2021, al culmine della ripresa economica successiva.

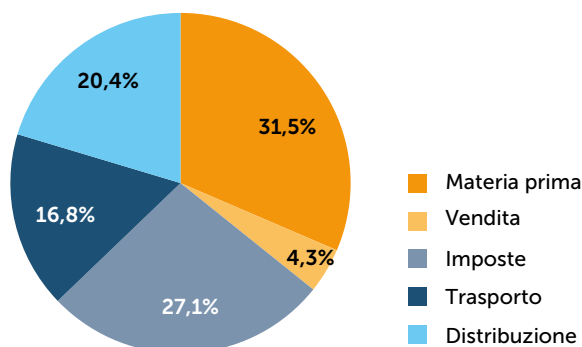
FIG. 3.26 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

La figura 3.27 mostra la composizione del prezzo corrisposto dal cliente tipo per la fornitura di GPL al 1° gennaio 2022. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 419 c€/m³ e risulta costituito per il 73% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 31,5%, la commercializzazione al dettaglio per il 4,3%, la distribuzione su rete locale per il 20,4%, mentre i costi di trasporto a monte dell’impianto di distribuzione costituiscono il 16,8% del prezzo complessivo.

FIG. 3.27 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2022



Fonte: ARERA.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità 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 2020-2023 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno 2021. Nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.58 alla 3.66.

TAV. 3.58 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2021

RETE	KM
Estensione della rete al 31 dicembre 2020	34.897,3
Estensione della rete al 31 dicembre 2021	35.036,7
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	34.987,1
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione non invasiva	11.643,9
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.480,3
Percentuale di rete ispezionata con "pig" ^(A)	4,2%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

Nell'ambito della rete di trasporto, il numero di punti di immissione di biometano al 31 dicembre 2021 è pari a 42, segnando un incremento del 56% rispetto ai 27 presenti al 31 dicembre 2020.

TAV. 3.59 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2021

RETE	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	19.143,2
di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	14.112,1
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	19.047,7
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione	5.841,7
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.480,3

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60 *Protezione catodica delle reti nel 2021*

RETE	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.002,5
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	8,7
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	0,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.011,2
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,9%

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.61 *Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2021*

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.438
Sistemi non telesorvegliati	33
PERCENTUALE DI SISTEMI TELESORVEGLIATI	99,0%
Punti di misura telesorvegliati	16.061
Punti di misura non telesorvegliati	22.997
PERCENTUALE DI PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI	41,1%

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.62 *Impianti di odorizzazione nel 2021*

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31 DICEMBRE 2020	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.710
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o similare	2.863
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	1.218
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	172
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	14

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.63 *Emergenze di servizio nel 2021*

CAUSE	NUMERO DI EMERGENZE DI SERVIZIO
Per cause di forza maggiore	4
Per causa di terzi	4
Per causa dell'impresa di trasporto	4
Mancata copertura del fabbisogno di gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	12
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	12

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.64 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio nel 2021

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	180
Adesioni delle imprese distributrici	157
TOTALE ADESIONI	337

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.65 Dispersioni localizzate nel 2021

DISPERSIONI	NUMERO
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	9
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	19
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	28

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.66 Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas nel 2021

EVENTI	NUMERO
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite controllate di gas	8.439
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite incontrollate di gas	21
TOTALE EVENTI CHE HANNO DATO LUOGO A FUORIUSCITE DI GAS	8.460
Volume complessivo (m³ standard)	4.930.482

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

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 2021

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	485	16	7
Numero di utenti coinvolti	9.607	401	180
Numero di <i>city gate</i> coinvolti	13	13	4
Durata media (ore)	12	46	12
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	177	13	3

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.68 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2021

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	180
Adesioni delle imprese distributrici	163
TOTALE ADESIONI	343

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.69 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2021

PDR ATTIVI AL 31 DICEMBRE 2021	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
Rilevazione in continuo della pressione minima su base oraria		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	205	532
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	188	466
Rilevazione non in continuo della pressione minima su base oraria		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	0	0
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	0	0

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.70 Casi di mancato rispetto nel 2021 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	10
Per tipo di punto di riconsegna	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	2
City gate	8
TOTALE	10

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard specifici di qualità e le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto (Tav. 3.71 e 3.72).

TAV. 3.71 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2021

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ (GIORNI LAVORATIVI)	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO (GIORNI)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1	1	0,5	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40	229	23,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2	55	0,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5	20	1,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10	43	3,9	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15	1.112	1,4	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20	1	1	0
TOTALE	-	1.313	-	0

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.72 Malfunzionamento degli applicativi informatici nel 2021

TIPO DI MALFUNZIONAMENTO	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI CASI	DURATA MEDIA DEL MALFUNZIONAMENTO (ORE)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Breve	Inferiori a 6 ore	43	2,7	0
Lungo	Tra 6 e 36 ore	0	-	0
Lunghissimo	Superiori a 36 ore	0	-	0

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

Nell'ambito della rete di trasporto, si segnala che al 31 dicembre 2021 il numero di punti di immissione di biometano è salito a 42 dai 27 presenti al 31 dicembre 2020, con un incremento del 56%.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

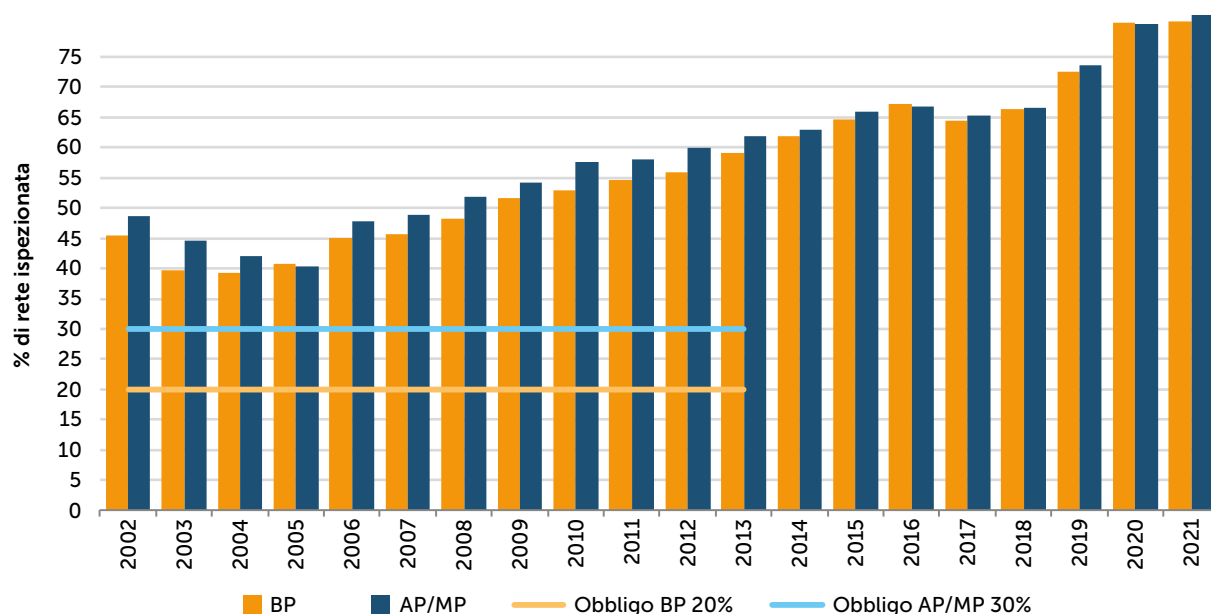
La parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)⁷⁰ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, 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.

⁷⁰ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2002 (o successivi) al 2021, in altri rappresentano l'esito all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.28 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002. In particolare, fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio per la rete in alta/media pressione (AP/MP) o nel quadriennio mobile per la rete in bassa pressione (BP). Per esigenze di comparazione con le *performance* registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per gli anni successivi al 2013. Per il 2021 si registra un lieve aumento rispetto al 2020 e comunque una quota di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

FIG. 3.28 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



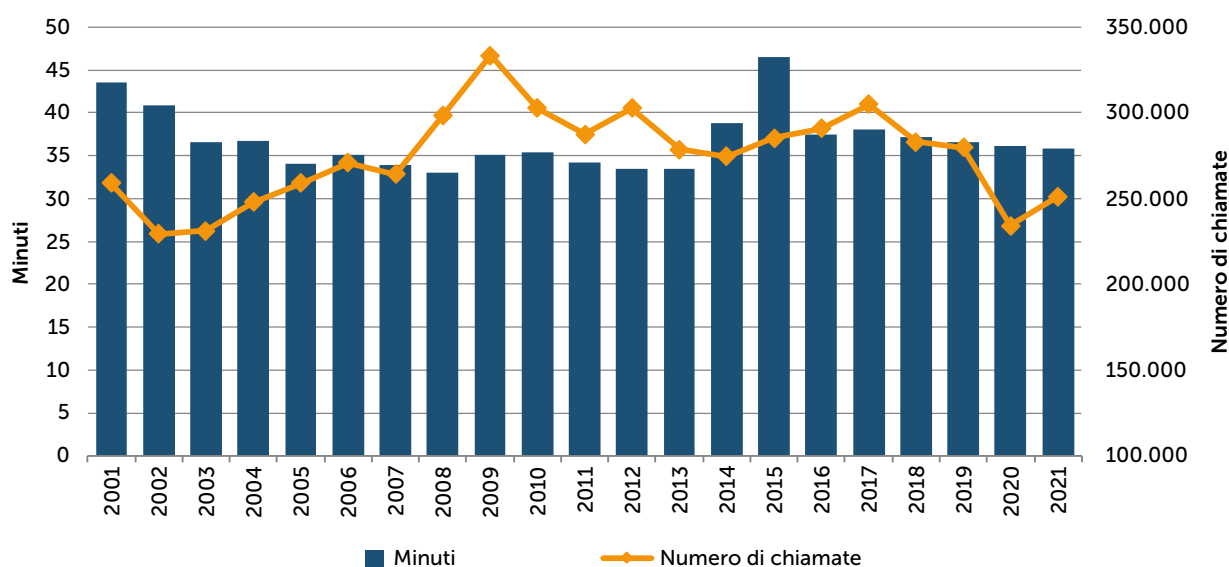
Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.29 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2021. Il valore medio nazionale è pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2020. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari al 90%.

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. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.29 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001



Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

Le tavole 3.73 e 3.74 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2020 e 2021, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata 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 all'ora della sua localizzazione. A partire dai dati 2021 vengono incluse le dispersioni relative ai gas diversi dal gas naturale.

TAV. 3.73 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	672	597	1.119	1.839	4.227
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	977	959	985	2.049	4.970
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.004	1.520	2.559	28.523	34.606
Su gruppo di misura	602	17	113	643	1.375
TOTALE ANNO 2020^(A)	4.255	3.093	4.776	33.054	45.178
Su rete	748	590	1.236	2.332	4.906
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	620	585	1.243	3.161	5.609
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.050	1.350	2.119	36.286	41.805
Su gruppo di misura	585	20	86	598	1.289
TOTALE ANNO 2021	4.003	2.545	4.684	42.377	53.609

(A) I valori del 2020 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

TAV. 3.74 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.070	378	319	707	2.474
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	1.979	612	542	865	3.998
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	15.980	4.207	3.461	27.153	50.801
Su gruppo di misura	5.483	999	1.082	7.797	15.361
TOTALE ANNO 2020^(A)	24.512	6.196	5.404	36.522	72.634
Su rete	1.276	358	361	923	2.918
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.309	728	597	1.073	4.707
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	17.594	4.403	4.238	31.290	57.525
Su gruppo di misura	5.979	923	1.077	7.555	15.534
TOTALE ANNO 2021	27.158	6.412	6.273	40.841	80.684

(A) I valori del 2020 includono rettifiche dei dati.

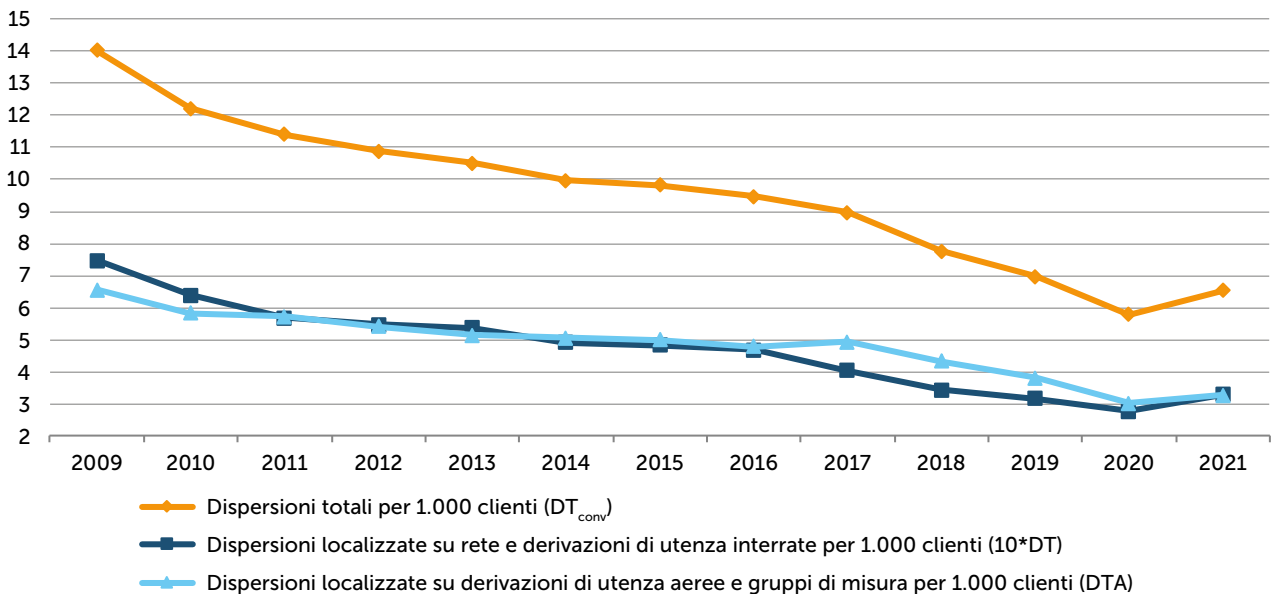
Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2020 al 2021:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti aumentano da 45.183 a 53.609 (di cui 180 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); aumentano le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passano da 9.197 del 2020 a 10.515 del 2021, di cui 14 sono relative ai gas diversi dal gas naturale) e le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura passano da 35.981 del 2020 a 43.094 del 2021 (di cui 166 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi aumentano nel 2021, passando da 72.634 a 80.684 (di cui 818 relative ai gas diversi dal gas naturale); in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono aumentate (passano da 6.472 dispersioni del 2020 a 7.625 del 2021, di cui 85 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); si registra, inoltre, un aumento per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 66.162 del 2020 a 73.059 del 2021, di cui 733 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- disaggregando il dato relativo a queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 50.801 del 2020 a 57.525 del 2021, di cui 544 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); anche quelle relative ai gruppi di misura sono aumentate (da 15.361 del 2020 a 15.534 del 2021, di cui 189 sono relative ai gas diversi dal gas naturale).

Il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti, e per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante, evidenzia (Fig. 3.30) un aumento sia per le dispersioni localizzate su rete interrata ($10 \cdot DT$), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Anche il DT_{conv} risulta in aumento.

FIG. 3.30 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante

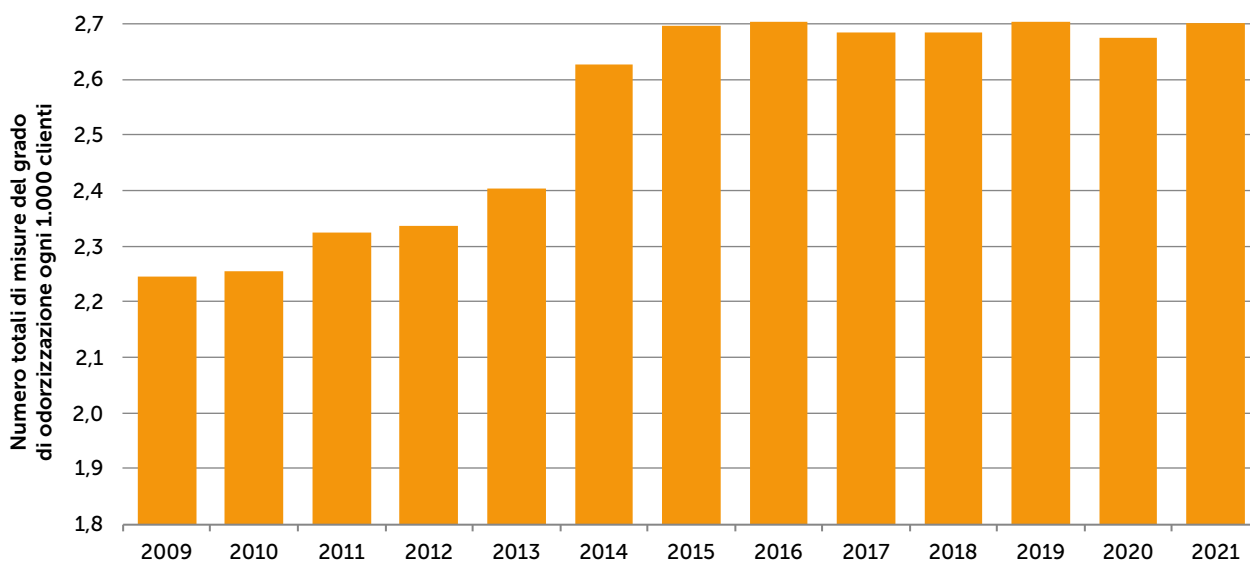


Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.31 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione agli impianti in regolazione incentivante. Nel 2021 le misure aumentano lievemente.

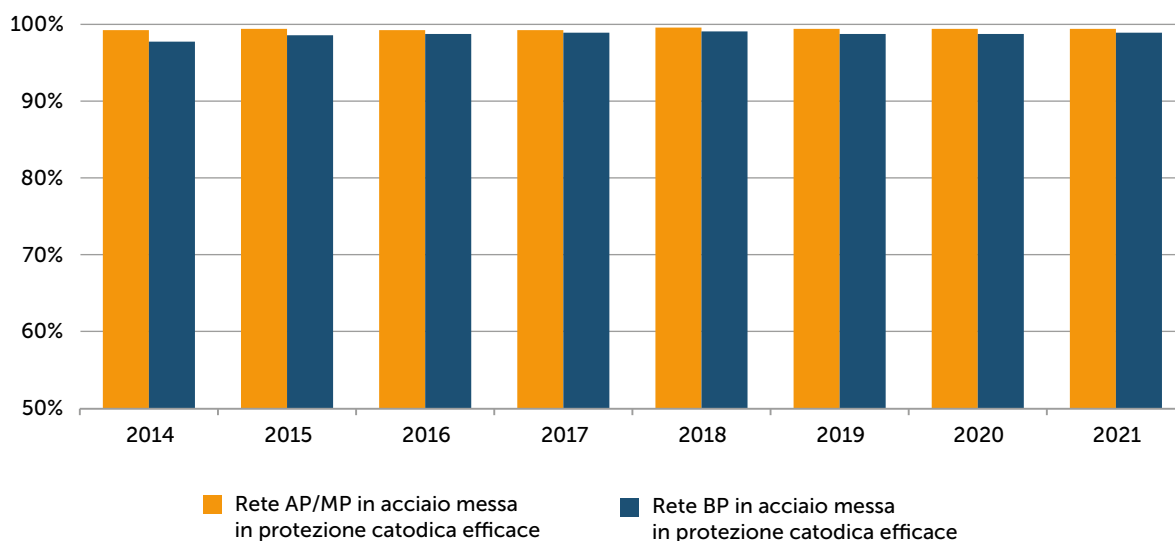
Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli qualità del gas. Parallelamente, vi è un meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato anch'esso dalla RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Il meccanismo, tuttavia, limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

FIG. 3.31 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

FIG. 3.32 Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace



Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.32 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per la rete in alta/media pressione (AP/MP) e per la rete in bassa pressione (BP).

Passando alle *performance* delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2021, le tavole dalla 3.75 alla 3.79 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.75 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali rispettivamente pari a 11,11 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,36 per le chiamate a valle del punto di riconsegna.

TAV. 3.75 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2021

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas Reti	6.763.220	73.461	10,86	7.418	1,10	80.879
Zi Rete Gas	4.484.898	52.503	11,71	5.257	1,17	57.760
Inrete Distribuzione Energia	1.143.178	13.273	11,61	1.826	1,60	15.099
Unareti	1.109.663	10.721	9,66	1.750	1,58	12.471
Toscana Energia	797.977	10.212	12,80	1.249	1,57	11.461
Ireti	715.439	7.874	11,01	809	1,13	8.683
Centria	404.016	3.564	8,82	812	2,01	4.376
AP Reti Gas	345.667	3.259	9,43	526	1,52	3.785
Acegasapsamga	287.305	1.999	6,96	772	2,69	2.771
Retipiù	285.699	3.137	10,98	464	1,62	3.601
Erogasmet	278.214	4.320	15,53	497	1,79	4.817
LD Reti	265.037	3.769	14,22	729	2,75	4.498
Lereti	261.425	1.942	7,43	494	1,89	2.436
AP Reti Gas Nord-Est	187.493	1.672	8,92	328	1,75	2.000
Adrigas	174.864	1.432	8,19	396	2,26	1.828
Novareti	168.766	720	4,27	337	2,00	1.057
AMG Energia	163.008	3.171	19,45	312	1,91	3.483
V-Reti	155.852	2.865	18,38	370	2,37	3.235
GEl Gestione Energetica Impianti	150.301	1.210	8,05	139	0,92	1.349
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	130.219	1.442	11,07	217	1,67	1.659
Azienda Municipale del Gas	125.432	1.640	13,07	393	3,13	2.033
AS Retigas	121.022	1.354	11,19	136	1,12	1.490
Edma Reti Gas	117.447	1.456	12,40	140	1,19	1.596
Società Impianti Metano	113.056	1.375	12,16	101	0,89	1.476
TOTALE	18.749.198	208.371	11,11	25.472	1,36	233.843

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.76 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. 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 precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

TAV. 3.76 Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2018-2021 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2019-2021 (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 RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	34.988	108.383	309,8	26.547	69.589	262,1
Zi Rete Gas	39.100	101.116	258,6	29.463	69.538	236,0
Inrete Distribuzione Energia	5.601	13.400	239,2	8.952	13.411	149,8
Unareti	5.015	13.052	260,2	1.491	3.380	226,8
Toscana Energia	4.671	13.387	286,6	3.249	7.489	230,5
Ireti	4.267	15.565	364,8	3.502	10.300	294,1
Centria	3.152	12.547	398,1	2.753	8.147	296,0
AP Reti Gas	4.439	14.702	331,2	2.479	6.251	252,1
Acegasapsamga	2.335	9.341	400,0	804	2.413	300,0
Retipiù	2.158	8.402	389,3	682	1.977	289,8
Erogasmet	2.436	9.742	400,0	1.256	3.766	299,9
LD Reti	2.274	8.542	375,7	1.032	3.083	298,6
Lereti	1.978	7.490	378,6	543	1.578	290,6
AP Reti Gas Nord-Est	1.789	6.396	357,6	622	1.527	245,3
Adrigas	1.287	2.563	199,1	1.457	2.281	156,5
Novareti	1.686	1.719	101,9	846	859	101,6
AMG Energia	588	1.365	232,1	337	689	204,6
V-Reti	1.123	4.374	389,6	482	1.409	292,1
GEI Gestione Energetica Impianti	1.838	7.189	391,0	761	2.235	293,7
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.330	3.840	288,7	489	1.176	240,6
Azienda Municipale del Gas	490	1.903	388,7	138	402	292,0
AS Retigas	1.025	1.429	139,5	1.171	1.306	111,5
Edma Reti Gas	634	2.538	400,0	666	1.998	300,0
Società Impianti Metano	1.070	4.282	400,4	587	1.766	300,7
TOTALE	125.274	373.266	298,0	90.309	216.570	239,8

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.77 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2021 (inclusa quella nelle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.77 *Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2021 (lunghezza delle reti in km)*

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	62.618	61.324	31.330	0,51	21.349	0,34
Zi Rete Gas	69.555	49.740	4.768	0,10	16.443	0,24
Inrete Distribuzione Energia	14.574	8.348	2.065	0,25	6.654	0,46
Unareti	6.557	4.485	3.177	0,71	4.699	0,72
Toscana Energia	8.018	7.741	6.692	0,86	2.571	0,32
Ireti	7.850	7.826	1.088	0,14	3.913	0,50
Centria	6.064	5.911	78	0,01	850	0,14
AP Reti Gas	7.032	5.604	183	0,03	983	0,14
Acegasapsamga	3.175	3.165	294	0,09	802	0,25
Retipiù	2.847	2.821	5	0,00	870	0,31
Erogasmet	3.826	3.788	69	0,02	1.273	0,33
LD Reti	3.314	3.287	83	0,03	1.015	0,31
Lereti	2.536	2.198	56	0,03	518	0,20
AP Reti Gas Nord-Est	2.418	1.395	126	0,09	369	0,15
Adrigas	2.748	1.411	10	0,01	381	0,14
Novareti	2.652	2.565	5	0,00	217	0,08
AMG Energia	928	332	-	-	1.289	1,39
V-Reti	1.621	1.570	59	0,04	829	0,51
GEI Gestione Energetica Impianti	2.611	2.604	138	0,05	494	0,19
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.828	1.469	43	0,03	404	0,22
Azienda Municipale del Gas	638	581	257	0,44	414	0,65
AS Retigas	2.204	761	9	0,01	471	0,21
Edma Reti Gas	1.304	1.302	37	0,03	435	0,33
Società Impianti Metano	1.681	1.672	51	0,03	540	0,32
TOTALE	218.599	181.900	50.623	0,28	67.783	0,31

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.78 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2021, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.78 Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2021 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	17.540	17.211	329	98,1
Zi Rete Gas	22.711	22.711	-	100,0
Inrete Distribuzione Energia	8.117	8.117	-	100,0
Unareti	1.299	1.293	6	99,5
Toscana Energia	2.483	2.483	-	100,0
Ireti	3.048	3.048	-	100,0
Centria	2.241	2.241	-	100,0
AP Reti Gas	2.242	2.242	-	100,0
Acegasapsamga	679	679	-	100,0
Retipiù	626	626	-	100,0
Erogasmet	1.176	1.176	-	100,0
LD Reti	948	948	-	100,0
Lereti	543	540	3	99,4
AP Reti Gas Nord-Est	372	372	-	100,0
Adrigas	1.413	1.413	-	100,0
Novareti	319	319	-	100,0
AMG Energia	791	791	-	100,0
V-Reti	461	461	-	100,0
GEI Gestione Energetica Impianti	721	721	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	439	439	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	135	135	-	100,0
AS Retigas	1.126	1.126	-	100,0
Edma Reti Gas	551	551	-	100,0
Società Impianti Metano	572	572	-	100,0
TOTALE	70.553	70.215	338	99,5

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.79 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2021 con riferimento alla rete in bassa pressione.

TAV. 3.79 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2021 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	24.477	23.733	744	97,0
Zi Rete Gas	30.703	30.702	1	100,0
Inrete Distribuzione Energia	4.328	4.319	9	99,8
Unareti	1.904	1.889	15	99,2
Toscana Energia	3.490	3.473	17	99,5
Ireti	3.055	3.034	21	99,3
Centria	2.456	2.456	-	100,0
AP Reti Gas	4.271	4.271	-	100,0
Acegasapsamga	1.664	1.648	16	99,0
Retipiù	2.023	2.022	1	100,0
Erogasmet	2.347	2.347	-	100,0
LD Reti	1.961	1.957	4	99,8
Lereti	1.883	1.865	18	99,0
AP Reti Gas Nord-Est	637	637	-	100,0
Adrigas	1.278	1.278	-	100,0
Novareti	14	14	-	100,0
AMG Energia	1.589	1.589	-	100,0
V-Reti	772	762	10	98,7
GEl Gestione Energetica Impianti	1.783	1.783	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.177	1.177	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	415	411	4	99,0
AS Retigas	949	949	-	100,0
Edma Reti Gas	547	546	1	99,8
Società Impianti Metano	1.010	1.010	-	100,0
TOTALE	94.733	93.872	861	99,1

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione

Il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione è disciplinato dall'art. 26 della RQDG. Le tavole 3.80 e 3.81 illustrano l'implementazione da parte delle imprese distributrici di gas naturale dei sistemi di monitoraggio della pressione nelle reti di distribuzione esercite in bassa pressione.

TAV. 3.80 Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2021 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

UBICAZIONE	NUMERO
Rete parte interrata	1.349
Rete parte aerea	47
Derivazione utenza parte interrata	189
Derivazione utenza parte aerea	1.396
Gruppo di misura	97
Altro	37
TOTALE	3.115

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.81 Strumenti per la misura e registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2021

	NUMERO
Strumenti installati	1.032
Strumenti messi in servizio	949

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e le sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali.

La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2020/2021 risultano installati 356 gascromatografi, di cui 285 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 31 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 31 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 6 nei punti di ingresso della rete nazionale di trasporto.

Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole di questo paragrafo danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno 2021, da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, di richieste con accertamento negativo, di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

Più precisamente, gli accertamenti suddivisi per potenza termica degli impianti sono esposti nella tavola 3.82 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.83 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati. Analogamente, gli accertamenti suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice sono illustrati nella tavola 3.85 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.86 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Nella tavola 3.84 sono invece riportati i dati relativi alle verifiche eseguite dai comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati il cui accertamento, effettuato nell'anno solare 2020, abbia avuto un esito positivo.

TAV. 3.82 Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	116.826	1.797	354	2.114
> 35 kW e ≤ 350 kW	17.017	318	28	372
> 350 kW	416	17	0	9
TOTALE	134.259	2.132	382	2.495

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.83 Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	23.928	403	10	415
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.850	69	2	68
> 350 kW	111	4	0	3
TOTALE	26.889	476	12	486

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.84 Verifiche eseguite nel 2021 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati con accertamento positivo nel 2020

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2020	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2020	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	103.792	5	16.768	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	14.540	0	2.974	0
> 350 kW	452	0	179	0
TOTALE	118.784	5	19.921	0

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.85 Accertamenti nel 2021 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	111.563	1.863	13	2.018
Media	18.203	181	369	403
Piccola	4.493	88	0	74
TOTALE	134.259	2.132	382	2.495

(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: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.86 Accertamenti nel 2021 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	18.038	425	1	355
Media	8.235	40	7	123
Piccola	616	11	4	8
TOTALE	26.889	476	12	486

(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: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

Accertamenti delle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.87 e 3.88 danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati nel 2021, ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, da parte delle imprese di trasporto del gas naturale e riporta il numero di richieste con accertamento positivo, il numero di richieste con accertamento negativo, il numero di impianti

con fornitura sospesa e quello degli impianti di utenza interessati da più di un accertamento. Gli accertamenti, suddivisi per potenza termica degli impianti, sono illustrati distintamente per gli impianti di utenza nuovi e per quelli modificati o trasformati.

TAV. 3.87 *Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	3	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	4	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	8	0	0	0

Fonte: ARERA su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.88 *Accertamenti effettuati nel 2021 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	0	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	1	0	0	0

Fonte: ARERA su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

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 tavola 3.89 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2021 registra un aumento rispetto al 2020, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia degli indennizzi automatici effettivamente pagati. Nel 2021 a fronte di 20.398 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 27.138 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 1,36 milioni di euro.

TAV. 3.89 Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

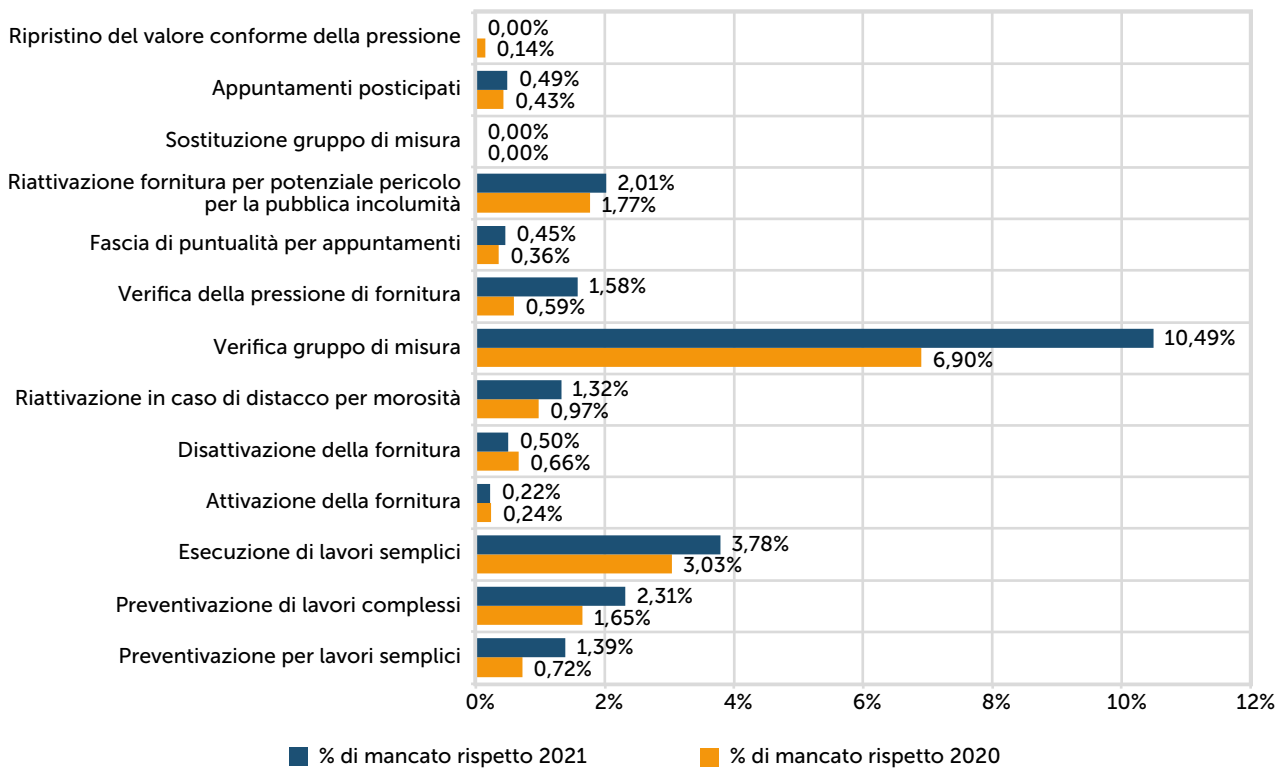
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO AUTOMATICO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014 ^(A)	21.358	21.151
2015	31.222	32.585
2016	33.084	36.644
2017	32.220	29.528
2018	24.108	26.756
2019	21.934	25.069
2020	15.099	12.363
2021	20.398	27.138

(A) A partire dal 2014 i valori tengono conto delle rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

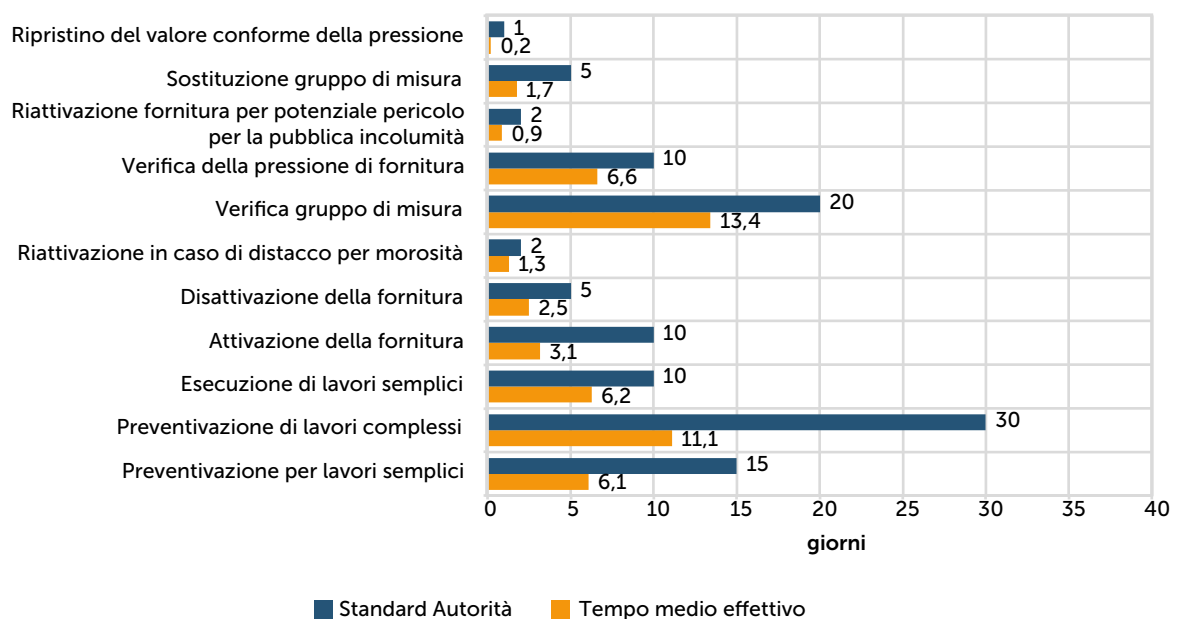
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.33) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura, si osserva che nel 2021 la percentuale di mancato rispetto è aumentata rispetto all'anno precedente per tutte le prestazioni, con l'eccezione delle prestazioni di disattivazione e attivazione della fornitura. La prestazione in cui i casi di mancato rispetto sono i più elevati è la verifica del gruppo di misura (il 13% circa delle prestazioni viene erogata in un tempo maggiore dello standard, pari a 20 giorni lavorativi). Le prestazioni per le quali sono più numerose le richieste si confermano, nell'ordine, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati e l'attivazione della fornitura.

FIG. 3.33 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

FIG. 3.34 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 2021



Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, cioè alla tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.34) nel 2021 si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

La tavola 3.90 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, essa mette a confronto gli anni 2020 e 2021.

TAV. 3.90 *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 2020			ANNO 2021		
		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	144.874	5,2	1.051	171.374	6,1	2.416
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.662	9,1	46	4.461	11,1	97
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	96.990	6,0	2.420	108.676	6,2	4.188
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	545.715	3,1	821	614.178	3,1	2.148
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	450.087	2,6	1.522	488.553	2,5	3.201
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	111.498	1,2	831	147.919	1,3	2.651
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	1.722	12,0	158	2.057	13,4	232
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	153	5,5	5	161	6,6	12
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.428.788	-	4.048	1.551.864	-	9.419
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	19.260	0,9	355	21.121	0,9	668
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	2.606	1,3	5	4.098	1,7	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	170.010	-	602	210.415	-	1.312
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	16	0,1	0	16	0,2	1
TOTALE	-	2.976.381	-	11.864	3.324.893	-	26.345

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Il numero complessivo di prestazioni aumenta, rispetto al 2020. La prestazione fascia di puntualità per appuntamenti, oltre a essere la prestazione più numerosa, aumenta in modo significativo rispetto al 2020. Da sola rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate, segue, con il 18%, l'attivazione della fornitura.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2021 è in aumento rispetto al 2020. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'esecuzione di lavori semplici.

Le prestazioni soggette a indennizzo automatico che i venditori offrono ai loro clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 sono riassunte nella tavola 3.91.

TAV. 3.91 *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 2021*

PRESTAZIONE IN RELAZIONE AI CLIENTI FINALI ALIMENTATI IN BASSA PRESSIONE E CON GRUPPO DI MISURA FINO ALLA CLASSE G6	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	7.526	718	60.517	5,0
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	34.861	1.394	136.089	5,1
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	12.649	669	48.670	9,6
TOTALE	-	55.036	2.781	245.276	-

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁷¹ ha stabilito una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte 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 di questo Volume, per i clienti finali del settore del gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale. I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generale.

⁷¹ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard.

Per il 2021 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 380 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,6 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2021, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 17,70 e 29,23 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda i tempi medi di rettifica di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi effettivi risultano essere pari a 18,04 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione, con una media di 6,48 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.92).

TAV. 3.92 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2020 (giorni solari)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	17,70
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	29,23
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	18,04
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,48

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 156.407 reclami scritti, in decremento rispetto all'anno precedente (-9,06%); la maggioranza dei reclami scritti (84,81%) proviene dai clienti domestici (Tav. 3.93). I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano il 74,12% del totale. A seguire, il 18,74% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 7,14%, è riconducibile ai clienti multi-sito gas.

Per quanto riguarda le richieste di informazione dei clienti gas (Tav. 3.94), complessivamente, nel 2021, ammontano a 133.063, in aumento del 9,92% rispetto all'anno precedente; il 75,04% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 73,02% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero, seguito a larga distanza dal segmento di mercato dei clienti domestici del mercato tutelato, con il 12,86%, e dai clienti usi diversi del mercato libero (6,97%).

TAV. 3.93 Numero di reclami nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	35.019	28.959
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	470	352
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	111.223	103.701
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	907	742
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	339	253
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	13.042	11.128
Multi-sito gas	11.004	11.172
TOTALE	172.004	156.407

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.94 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	22.758	17.117
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	388	216
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	79.863	97.167
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.331	1.016
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	136	154
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9.507	9.283
Multi-sito gas	7.071	8.110
TOTALE	121.054	133.063

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 11.400 (Tav. 3.95), in diminuzione rispetto all'anno precedente (-30,85%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici (81,39% del totale), sia del mercato libero che del mercato tutelato (pari, rispettivamente, al 59% e al 22,39%).

Come negli anni precedenti, il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato, nel 2021, un numero estremamente contenuto di casi (607), in ulteriore diminuzione rispetto al 2020 (-28,50%), soprattutto se si considera il numero complessivo di fatture annue; significative, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (73,97%), come evidenziato nella tavola 3.96.

TAV. 3.95 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	5.743	2.552
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	30	29
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	8.222	6.726
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	114	233
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	12	5
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.395	1.046
Multi-sito gas	971	809
TOTALE	16.487	11.400

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.96 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2020	2021
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	50	16
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2	6
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	684	449
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	2	19
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	2	4
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	65	46
Multi-sito gas	44	67
TOTALE	849	607

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Nel 2021, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 17.885, in lieve aumento del 5,23% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.97); come per il settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti (91,66%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 58,80%.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 785.000 euro (Tav. 3.98), in lieve crescita rispetto al 2020 (+3,28%). Analogamente al settore elettrico (si veda il Capitolo 2 di questo Volume), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 92,05% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

TAV. 3.97 Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2021 nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	3594	401	20	4015
Condomini con uso domestico	81	4	5	90
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	10.095	579	217	10.891
Condomini con uso domestico	72	7	16	95
Attività di servizio pubblico	41	2	2	45
Usi diversi	1.315	82	12	1.409
Multi-sito gas	1.196	132	12	1.340
TOTALE	16.394	1207	284	17.885

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.98 Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2021

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	163.850	15.500	1.210	180.560
Condomini con uso domestico	3.400	150	175	3.725
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	444.165	23.625	11.205	478.995
Condomini con uso domestico	3.060	245	435	3.740
Attività di servizio pubblico	2.150	75	150	2.375
Usi diversi	55.925	3.200	786	59.911
Multi-sito gas	50.625	4.975	675	56.275
TOTALE	723.175	47.770	14.636	785.581

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello dei clienti domestici del mercato libero (60,97%); a seguire, i clienti domestici del mercato tutelato (22,98%). I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 69,37% del totale degli indennizzi.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas, i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati, nel 51,28% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 12,46%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); nel 9,84% dei casi, i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione; nel 9,81% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nel 7,04% dei casi, i reclami sono stati relativi alla misura; nel 4,08% alle connessioni, ai lavori e alla qualità tecnica; nel 2,19% alla qualità commerciale; nello 0,76% al bonus sociale e nel 2,41% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,13% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori.

Per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas, l'argomento principale è stato, nel 43,92% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 18,24%, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); il 9,03% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; nel 6,28% dei casi hanno avuto ad oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione; per il 6% dei casi, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nel 3,13% dei casi, le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura; nell'1,93% la qualità commerciale; nell'1,21% il bonus

sociale. Il 9,49% delle richieste di informazione ha riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencati e lo 0,77% tematiche non di competenza dei venditori.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2021 i venditori hanno dichiarato un numero di clienti con contratti *dual fuel* pari a 1.374.822. Tali clienti hanno inviato 27.714 reclami scritti, in diminuzione del 14,24% rispetto all'anno precedente, e 27.511 richieste di informazione scritte, anch'esse in diminuzione del 6,94%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.667 (-32,62%) e 69 (-46,09%) (Tav. 3.99).

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 2.204 (Tav. 3.100). L'88,33% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore. Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.101), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (89,45%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (7,57%) e le rettifiche di doppia fatturazione (2,98%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 96.975 euro.

TAV. 3.99 Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relativi a clienti *dual fuel*

ISTANZA	2020	2021
Reclami	32.314	27.714
Richieste di informazione	29.564	27.511
Rettifiche di fatturazione	2.474	1.667
Rettifiche di doppia fatturazione	128	69

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.100 Numero di indennizzi da erogare a clienti *dual fuel* per mancato rispetto di standard specifici nel 2021

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	NUMERO
Risposta ai reclami	1.947
Rettifiche di fatturazione	197
Rettifiche di doppia fatturazione	197
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	2.204

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.101 Indennizzi automatici erogati a clienti *dual fuel* nel 2021

MOTIVAZIONE	IMPORTO (EURO)
Risposta ai reclami	86.750
Rettifiche di fatturazione	7.350
Rettifiche di doppia fatturazione	2.875
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	96.975

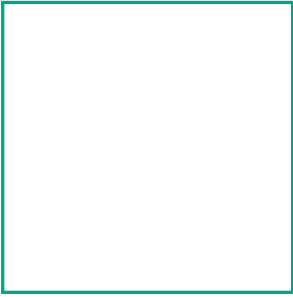
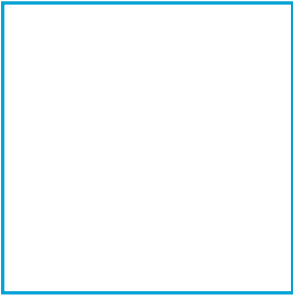
Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Analizzando le cause di mancato rispetto degli standard, nel 97,16% dei casi, la responsabilità è attribuibile a cause riconducibili alle imprese di vendita, mentre nel 2,62% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi (come, ad esempio, il distributore o enti terzi) e lo 0,22% a cause di forza maggiore.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* più frequentemente hanno riguardato: per il 45,33% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 17,01% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto ed applicate; nel 10,91% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi). I reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 10%, mentre quelli relativi alla misura il 7,31%. Nel 3,14% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nel 2,85% la qualità commerciale, nell'1,67% il bonus sociale e nell'1,78% altri argomenti residuali, non riconducibili alle categorie precedenti. Per quanto riguarda gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti *dual fuel* hanno inoltrato alle aziende di vendita, l'argomento principale (42,44% dei casi) è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (consumi e corrispettivi fatturati, autolettura, periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 20,79% dei casi, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per l'11,03%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta, rispetto a quelle previste in contratto e applicate; nel 6,55% dei casi, la qualità commerciale; nel 4,89% le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; nel 4,71% informazioni su morosità e sospensione; nell'1,86% tematiche relative alla misura; nell'1,03%, infine, il bonus sociale. Il 6,69% delle richieste di informazione ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate ma residuali e lo 0,01% temi relativi ad argomenti non nella responsabilità dei venditori.

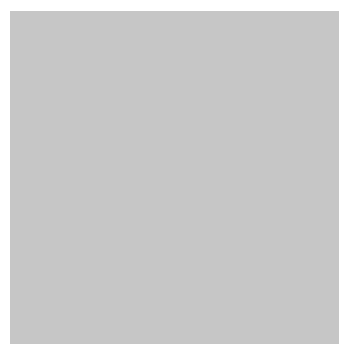
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita del gas naturale

Poiché la regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'esposizione e l'analisi dei relativi indicatori di qualità è unica ed è stata inserita nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica" del Capitolo 2 di questo Volume, al quale si rimanda.



CAPITOLO

4



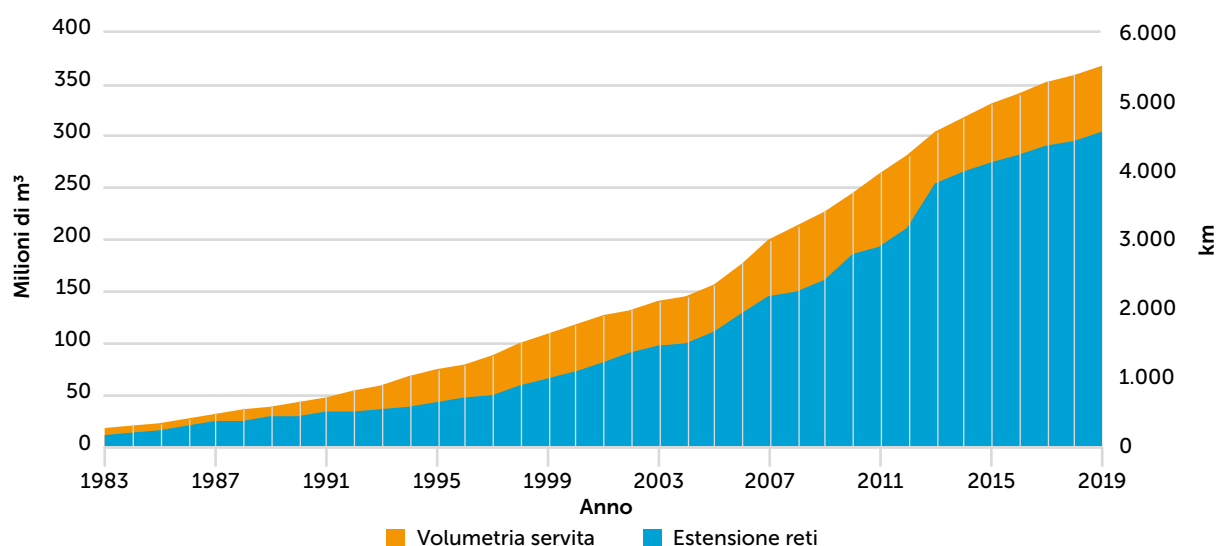
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

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, Bielorussia, Lettonia, Danimarca, ecc.). In Italia la diffusione è limitata, con un *trend* che risulta tuttavia storicamente crescente, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, in termini sia di volumetria servita sia di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2020 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 6,1%, passando da 117,3 a 375,2 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.666 km nel 2020.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in $M(m^3)$, estensione delle reti in km)



Fonte: Annuario AIRU¹ 2021.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2020, pari a 135 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti (189 km annui del periodo 2011-2020). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 2,4% rispetto a una media del 4,4% del periodo 2011-2020.

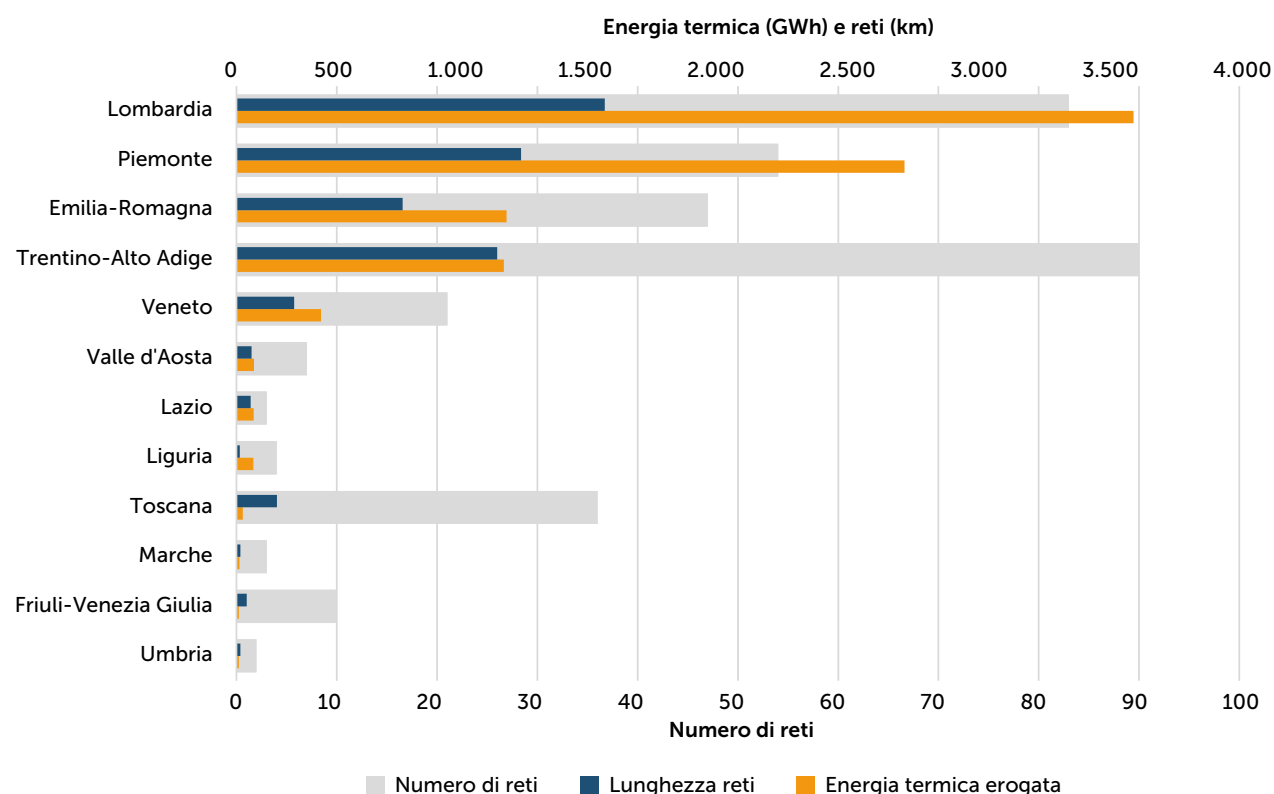
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Le 5 regioni del Nord – Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto – rappresentano, da sole, il 97% dell'energia termica erogata da sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in queste regioni risulta abbastanza eterogenea. In Piemonte, a titolo esemplificativo, un numero di reti limitato (compre-

¹ AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore.

dente quella della città metropolitana di Torino, la più estesa d'Italia) distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle reti montane localizzate in Trentino-Alto Adige.

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2020 (numero di reti, estensione in km ed energia termica erogata in GWh)



Fonte: ARERA, anagrafiche e raccolte dati.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2020 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.330 GWh termici, 6.221 GWh elettrici e 122 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2019 il calore erogato all'utenza è leggermente cresciuto (1,0%) mentre è calata la fornitura di energia frigorifera: -4,1%. Ha registrato un calo anche l'elettricità prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale (-3,9%).

TAV. 4.1 Produzione di energia termica nel 2020 (in GWh)

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2019
Energia termica	11.330	9.227	1,0%
Energia elettrica	6.221	5.817	-4,1%
Energia frigorifera	122	117	-3,9%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si conferma anche nel 2020 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 69,2% del consumo energetico complessivo, nonostante la crescita delle fonti energetiche rinnovabili, ormai giunte nel loro insieme al 28% circa del totale. Un contributo significativo è fornito in particolare dai rifiuti (15,8%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 10,3%). Le altre fonti energetiche forniscono un contributo nel complesso marginale.

TAV. 4.2 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2010		ANNO 2019		ANNO 2020	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.240.006	77,1%	1.319.031	69,4%	1.301.500	69,2%
Energia da rifiuti	144.671	9,0%	287.476	15,1%	297.528	15,8%
Bioenergie ^(A)	85.627	5,3%	188.823	9,9%	194.522	10,3%
Carbone	38.137	2,4%	47.825	2,5%	28.393	1,5%
Gasolio e olio combustibile	14.639	0,9%	2.351	0,1%	1.705	0,1%
Geotermia	10.202	0,6%	25.239	1,3%	24.402	1,3%
Recupero da processo industriale	2.666	0,2%	5.086	0,3%	4.710	0,3%
Sole	-	0,0%	91	0,0%	82	0,0%
Energia primaria da rete elettrica ^(B)	71.571	4,5%	25.945	1,4%	28.246	1,5%
TOTALE fossili	1.364.353	84,9%	1.395.151	73,4%	1.359.844	72%
TOTALE rinnovabili	243.166	15,1%	506.715	26,6%	521.243	28%
TOTALE	1.607.519	100,0%	1.901.867	100,0%	1.881.088	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Relativamente all'incidenza delle differenti tecnologie di generazione sui quantitativi complessivi di energia termica prodotta, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 65,7% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2020 (in GWh)*

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.684,3	1.744,6	7.428,9	65,7%
Produzione semplice	2.666,6	813,6	3.480,2	30,8%
Rinnovabili dirette	-	264,2	264,2	2,3%
Recupero	-	81,2	81,2	0,7%
Pompe di calore	-	54,6	54,6	0,5%
TOTALE	8.350,9	2.958,3	11.309,2	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie, generalmente utilizzate solo 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 DICEMBRE 2019		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2020	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche	-	1.109	-	1.147
Impianti di cogenerazione ^(A)	815	948	819	961
Impianti termovalorizzazione rifiuti	-	562	-	608
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	391	-	452
Impianti di cogenerazione a bioenergie	91	256	89	254
Impianti a geotermia	-	156	-	156
Pompe di calore	-	49	-	50
Recupero da processo industriale	-	54	-	51
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.539	-	5.591
TOTALE	906	9.066	908	9.272

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di scarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso i gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche e la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda), oppure con la produzione *in loco*, presso l'utenza, 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 da calore disponibile in centrale (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa o di recupero). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza vengono utilizzati esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria o processi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) 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.

TAV. 4.5 Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2020 (in MW)

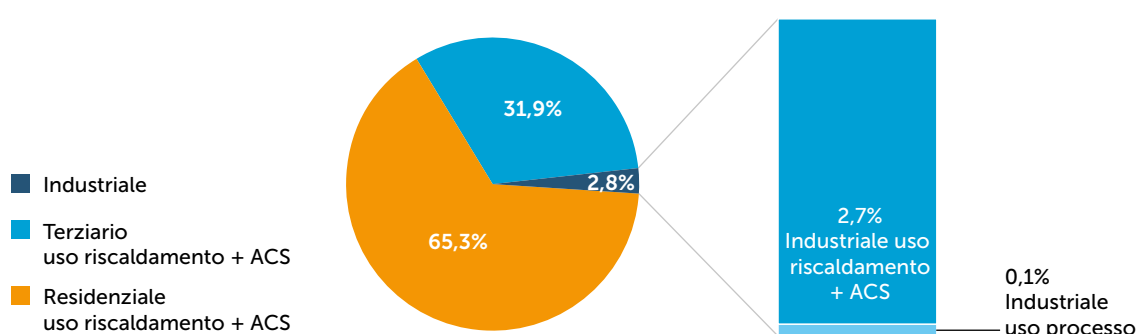
TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	71,5	-	71,5
Ad assorbimento	28,1	103,1	131,2
TOTALE	99,6	103,1	202,7

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di distribuzione, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quali, per esempio, centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 0,49 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,66 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2020).

Caratteristiche della domanda

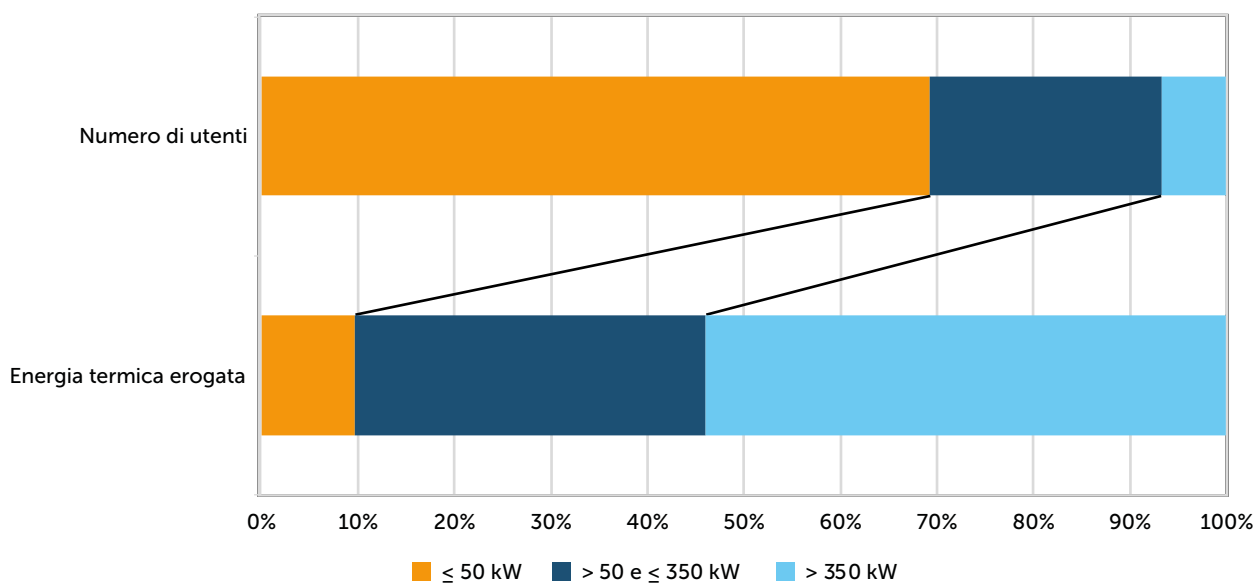
L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale (riscaldamento e raffrescamento) e produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 65,3% e il 31,9% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché tali processi spesso richiedono temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

FIG. 4.3 Calore erogato all'utenza nel 2020, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo

Fonte: Annuario AIRU 2021.

Per quanto concerne le caratteristiche degli utenti, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, 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 maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 7% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

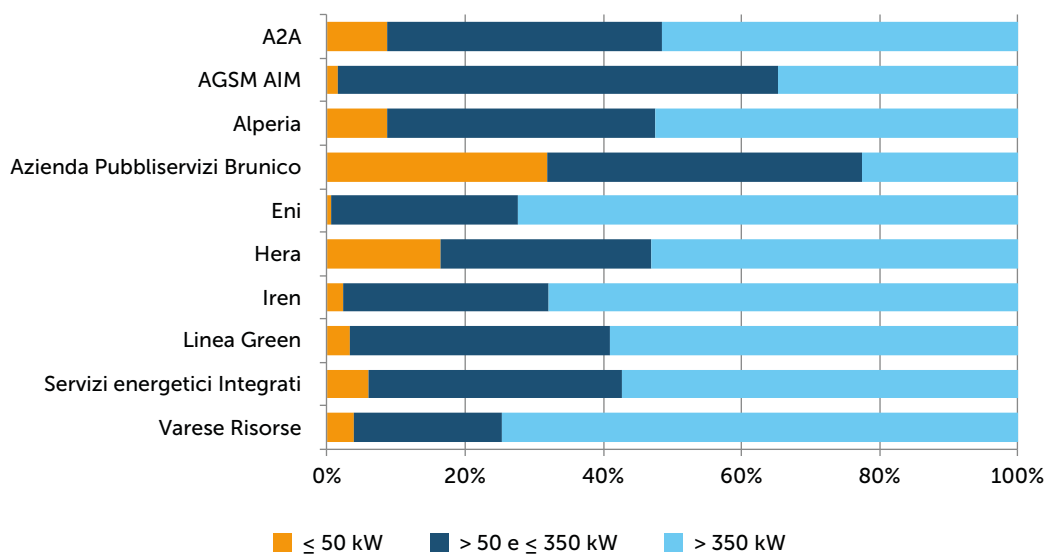
FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2020 in funzione della classe dimensionale degli utenti



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (la figura 4.5 evidenzia la distribuzione dei 10 più grandi operatori del settore). 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 in altre aree, in particolare in quelle montane e rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze con una o poche unità abitative.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2020 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente

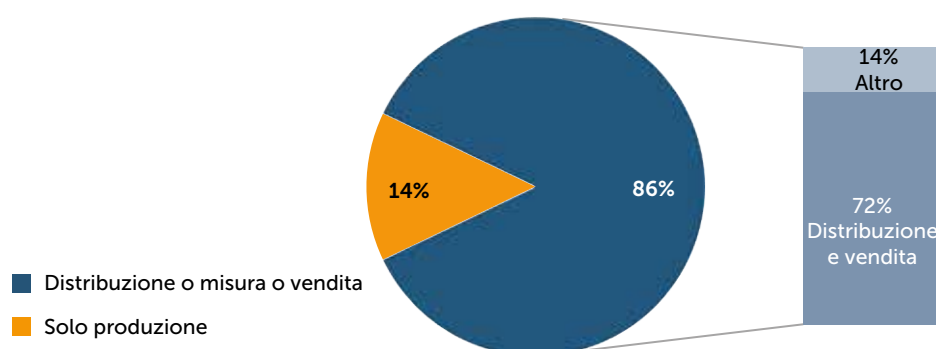


Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Operatori del servizio di teletalore

Il numero di imprese iscritte alle anagrafiche dell'Autorità, in quanto operanti su reti di teletalore regolate ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, è pari a 253². Di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dell'energia termica alle utenze (distribuzione o misura o vendita), mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica. Come evidenzia la figura 4.6, alla prima categoria appartengono perlopiù soggetti verticalmente integrati che svolgono sia l'attività di distribuzione, sia quella di vendita.

FIG. 4.6 Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2022)



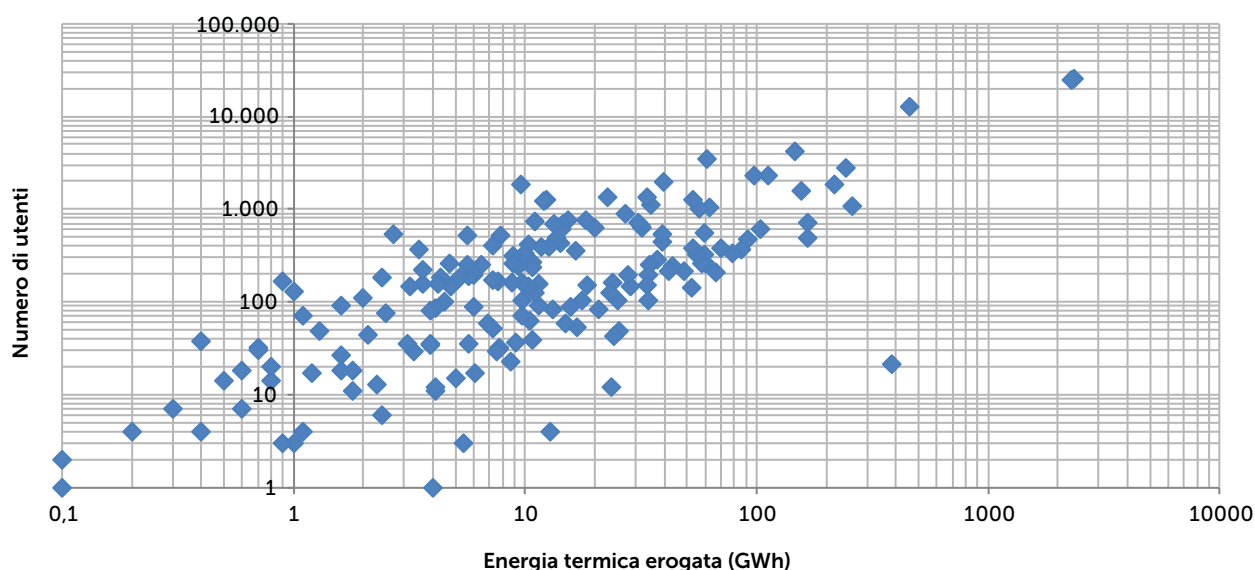
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Gli operatori del teletalore presentano un'ampia eterogeneità, in relazione sia al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata³ (Fig. 4.7). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità di numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti: 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.

² Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2022).

³ I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni rese nel 2020 dagli esercenti all'Autorità ai sensi della RQCT, per un totale di 169 soggetti che hanno erogato nel 2020 energia termica per 9.781 GWh a 125.164 utenti.

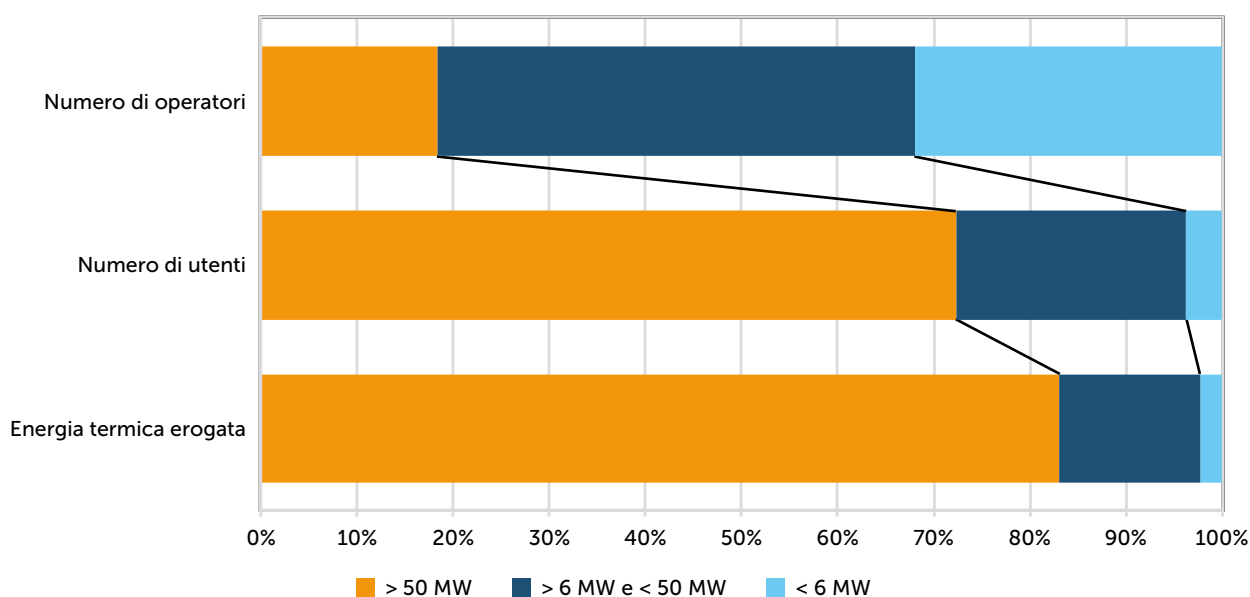
FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2020 (assi in scala logaritmica)



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Il settore del telecalore è caratterizzato anche da un'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (31 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)⁴ servono una quota significativa del mercato: oltre il 70% degli utenti, corrispondenti a più dell'80% dell'energia termica fornita.

FIG. 4.8 Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2020



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

⁴ Gli esercenti, ai sensi del TUD (Testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, allegato B alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tr), 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).

Prezzi del servizio

L'Autorità, nel settore del telecalore, può definire il prezzo di erogazione del servizio esclusivamente nel caso in cui sia previsto un obbligo di allacciamento degli utenti da parte di comuni o regioni. Tale casistica non è stata riscontrata in ambito nazionale e, pertanto, il prezzo di fornitura del servizio è definito liberamente da ciascun esercente, sulla base delle caratteristiche del proprio sistema di telecalore, dell'utenza e del territorio servito.

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

L'Autorità, attraverso il TITT⁵, ha definito una serie di norme volte a migliorare la trasparenza dei prezzi nel settore. In particolare, gli esercenti:

- dal 1° gennaio 2020 sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza;
- dal 2021 devono effettuare una comunicazione annuale delle offerte commerciali applicate agli utenti, contenente il dettaglio del numero di utenti coinvolti e dei relativi importi fatturati, suddivisi per tipologia di utente.

Con riferimento al secondo punto, nel seguito del presente paragrafo è riportata l'analisi dei dati di energia erogata e del relativo fatturato per l'anno 2020, concentrata sui 100 maggiori operatori del settore⁶.

Modalità di determinazione del prezzo

Le due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio sono basate:

- sui costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare all'esercente l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia "cost based");
- sul costo evitato, con l'obiettivo di fornire all'utente il servizio a un prezzo conveniente rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa.

Come evidenzia la figura 4.9, una parte prevalente delle offerte commerciali (43%) è definita sulla base del costo evitato. Tale metodologia è applicata in genere da operatori che gestiscono reti di grandi dimensioni, prevalentemente in contesti urbani. La tecnologia alternativa presa come riferimento è tipicamente la caldaia a gas, mentre in aree del Paese non metanizzate può essere utilizzata una caldaia alimentata a gasolio o, più raramente, a GPL o pellet di legna.

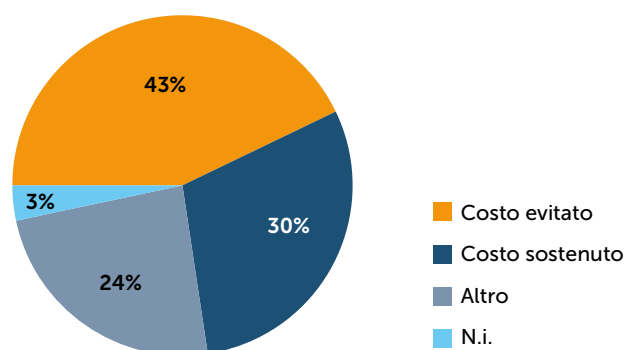
La scelta del metodo di determinazione del prezzo sulla base dei costi sostenuti (30% delle offerte del campione analizzato) risulta spesso legata alla forma societaria dell'esercente. Tale metodologia è, infatti, adottata per la definizione dei prezzi da parte di diverse cooperative o società a forte partecipazione pubblica, che generalmente utilizzano la biomassa per l'alimentazione di piccole reti in aree rurali o montane.

5 Il TITT è il Testo integrato di regolazione della trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tr.

6 Si tratta di 420 offerte commerciali praticate da 100 esercenti, di maggiori e di medie dimensioni, rappresentative nel complesso del 75% circa dell'energia termica erogata agli utenti nell'anno 2020.

Vi sono, infine, diversi contesti (27% del totale) in cui gli operatori dichiarano di definire il prezzo del servizio sulla base di altre modalità che, tuttavia, a un'analisi dettagliata, presentano molte similitudini con il metodo del costo evitato (tra cui l'indicizzazione del prezzo all'andamento di altri sistemi di climatizzazione di riferimento).

FIG. 4.9 Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2020



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla trasparenza nel 2020.

Tipologia di prezzo

Le tipologie di prezzo più comuni, utilizzate dall' esercente per la determinazione degli importi da fatturare all'utente, sono:

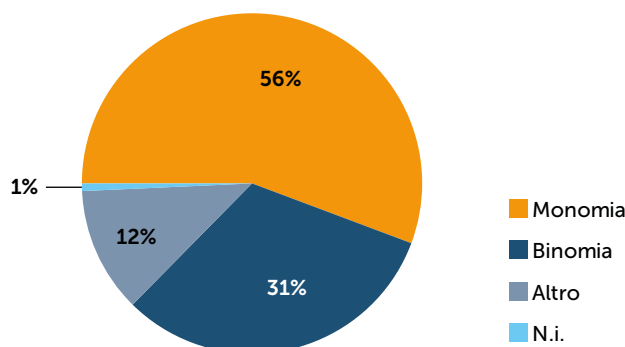
- monomia su energia termica, tipicamente espressa in €/MWh o €/kWh (anche se in alcuni casi vengono ancora utilizzate le calorie per indicare l'unità di energia termica fornita);
- binomia, in cui oltre alla componente variabile su energia termica è presente una componente fissa, generalmente dipendente dalla potenza impegnata ed espressa in €/kW.

La figura 4.10 mostra come le offerte che dipendono dal solo consumo di energia siano largamente le più diffuse (56% del totale). Un numero limitato di operatori dichiara, tuttavia, di applicare alle offerte monomie un livello minimo di consumi (e quindi di spesa), in modo da garantirsi la copertura dei costi fissi anche nel caso in cui l'utente non utilizzi il servizio per un periodo prolungato.

Anche le tariffe con prezzi binomi sono numerose (31% delle offerte commerciali). La componente fissa della binomia viene talvolta definita in funzione di grandezze diverse dalla potenza contrattuale⁷, quali, per esempio, la volumetria dell'ambiente climatizzato (espressa in m³) o la portata massima di fluido termovettore disponibile per lo scambio termico in sottostazione (espresso in m³/h; è di fatto una *proxy* della potenza contrattuale).

Tra le tipologie di prezzo articolate su ulteriori componenti (12% del totale) rientrano formule trinomie con componenti legati al noleggio del misuratore e ad altri oneri per l'erogazione del servizio.

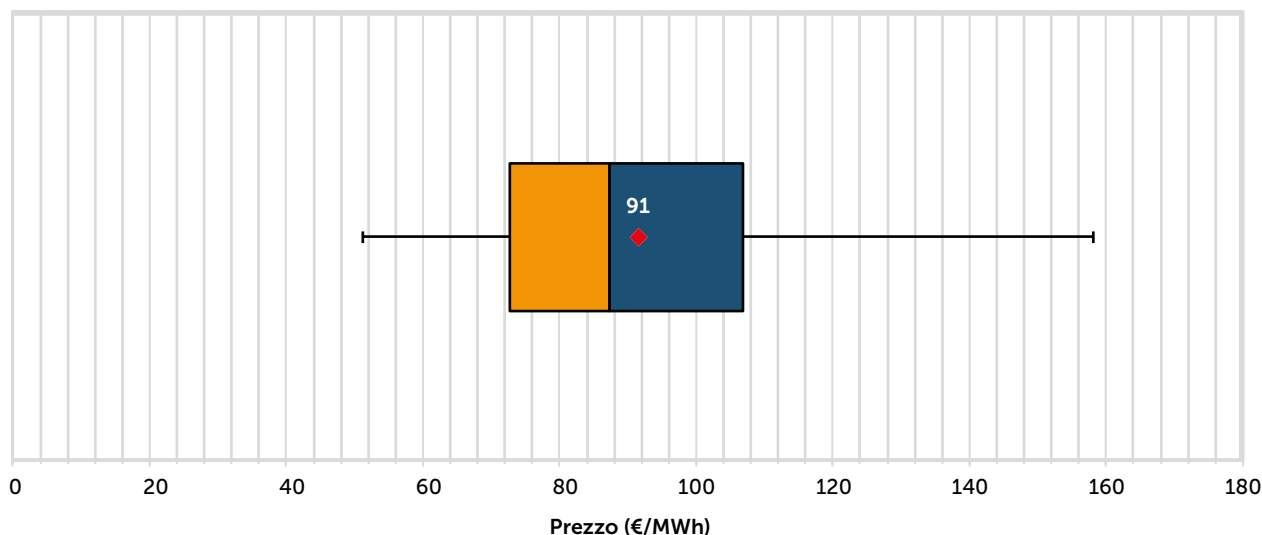
⁷ Dai dati in possesso dell'Autorità emerge, tra l'altro, come la potenza contrattuale non sia, a oggi, sempre definita. Con l'entrata in vigore del Testo integrato sulla trasparenza del servizio di telecalore (TITT), la potenza contrattuale deve essere necessariamente indicata in bolletta, se è funzionale alla determinazione degli importi fatturati, dal 1° gennaio 2020, e in ogni caso dovrà essere indicata nel contratto di fornitura di tutti gli utenti, entro il 31 dicembre 2022.

FIG. 4.10 Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla trasparenza nel 2020.

Valori dei prezzi del calore

Dall'analisi dei prezzi del settore (*boxplot*⁸) in figura 4.11, si evidenzia un'ampia eterogeneità dei prezzi medi applicati dagli esercenti. In particolare, il 50% delle offerte commerciali è risultata compresa tra 73 e 107 €/MWh, con un valore medio di 91 €/MWh.

FIG. 4.11 Boxplot di distribuzione dei prezzi di erogazione dell'energia termica nel 2020 (IVA esclusa)

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla trasparenza nel 2020.

La relativa eterogeneità dei prezzi applicati è motivata da più fattori. Nella valutazione del prezzo devono essere considerate non solo le diverse modalità di definizione (metodologie *cost based* o del costo evitato), ma anche le caratteristiche dei sistemi di telecalore (tipologia di fonti energetiche utilizzate, livello di densità termica

⁸ Il *boxplot* è un grafico che descrive in modo sintetico la distribuzione di una popolazione di dati attraverso alcune variabili statistiche. La scatola (*box*) è delimitata dal primo quartile (Q1, a sinistra) e dal terzo quartile (Q3, a destra) e divisa a metà dal secondo quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura arancione e quella blu), e rappresenta, dunque, nel complesso, la posizione del 50% della popolazione. Ai suoi lati si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi rappresentano, infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

dell'utenza), che possono portare in alcuni casi a importanti costi di investimento e gestione del servizio (come accade, per esempio, per piccole reti in aree rurali).

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che ha offerto il servizio di teleraffrescamento nel 2020 rimane estremamente ridotto, pari al 12% circa del totale (peraltro, in questi casi il servizio viene tipicamente offerto su porzioni limitate rispetto all'area servita dalle reti di teleriscaldamento).

Secondo le informazioni disponibili all'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi 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 costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta (alimentato a gas naturale).

Le variabili più rilevanti per la determinazione del prezzo sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo medio dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio

L'Autorità, nell'ambito della Regolazione della qualità tecnica (RQTT⁹), ha imposto agli operatori del settore una serie di obblighi di servizio su aspetti rilevanti per la sicurezza e la continuità del servizio.

In particolare, al fine di raccogliere segnalazioni in materia di sicurezza (dispersioni di acqua o vapore dalla rete) o di continuità (irregolarità o interruzioni nella fornitura) delle reti, e garantirne così una rapida risoluzione, la RQTT ha reso obbligatoria, per gli operatori, la dotazione di un servizio di pronto intervento, il cui numero telefonico deve essere gratuito e sempre attivo (h24 e 7 giorni su 7) e indicato nelle bollette e sul proprio sito internet.

Nel seguito del presente paragrafo sono riportate le analisi dei dati di 112 operatori, riferiti a 225 reti e all'anno di esercizio 2020.

⁹ RQTT è la Regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2021-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tr.

Sicurezza del servizio

La tipologia di fluido utilizzato dagli operatori per la distribuzione dell'energia termica rappresenta un elemento fondamentale delle reti di telecalore per valutarne le caratteristiche e le norme tecniche applicabili (posa, gestione e manutenzione). Il fluido termovettore più diffuso risulta essere l'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110 °C), presente in oltre il 90% delle reti.

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative¹⁰, superano i 110 °C nella tubazione di mandata) è il secondo vettore più diffuso nel settore per il trasporto di energia termica, utilizzato nel 15% circa delle reti, che servono, però, nel complesso oltre la metà della potenza contrattualizzata. Le reti che utilizzano questo fluido termovettore sono infatti intrinsecamente più adatte a distribuire grandi quantità di energia termica e a farlo su maggiori distanze (maggiore densità energetica per unità di massa d'acqua trasportata).

A differenza di altri paesi, in Italia il vapore non risulta essere utilizzato quale fluido termovettore in alcuna delle reti di telecalore di cui sono disponibili i dati, anche a causa delle maggiori complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

L'acqua fredda, infine, viene usata solo nel 5% circa delle reti, quasi sempre in tubature (di teleraffrescamento) posate in parallelo a quelle per il trasporto di calore (ad acqua calda o acqua surriscaldata) e in un'area più limitata rispetto a quella servita dal teleriscaldamento.

La sicurezza delle reti è garantita dalla loro integrità, ovvero dall'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 tecnica¹¹, con l'obiettivo primario di preservare nel tempo i componenti di rete (tubature, sistemi di pompaggio, valvole e scambiatori di calore).

L'Autorità ha, inoltre, introdotto l'obbligo, per gli esercenti, di ispezionare la rete nella sua interezza ogni 5 anni, in conformità con la normativa tecnica di riferimento, che 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 idraulica;
- controllo visivo di parti di rete non interrato o comunque accessibili (per esempio, tramite pozzetti di ispezione).

Lo stato delle reti di teleriscaldamento può essere valutato anche indirettamente, attraverso il monitoraggio, con le dovute approssimazioni¹², dei valori dei quantitativi di reintegro del fluido termovettore. Nella figura 4.12 è indicato il quantitativo di reintegro per km di rete servita nell'anno 2020. L'elevata eterogeneità dell'indicatore (il 50% delle reti presenta reintegri compresi tra circa 5 m³/km e 147 m³/km, con una mediana di 29 m³/km) può

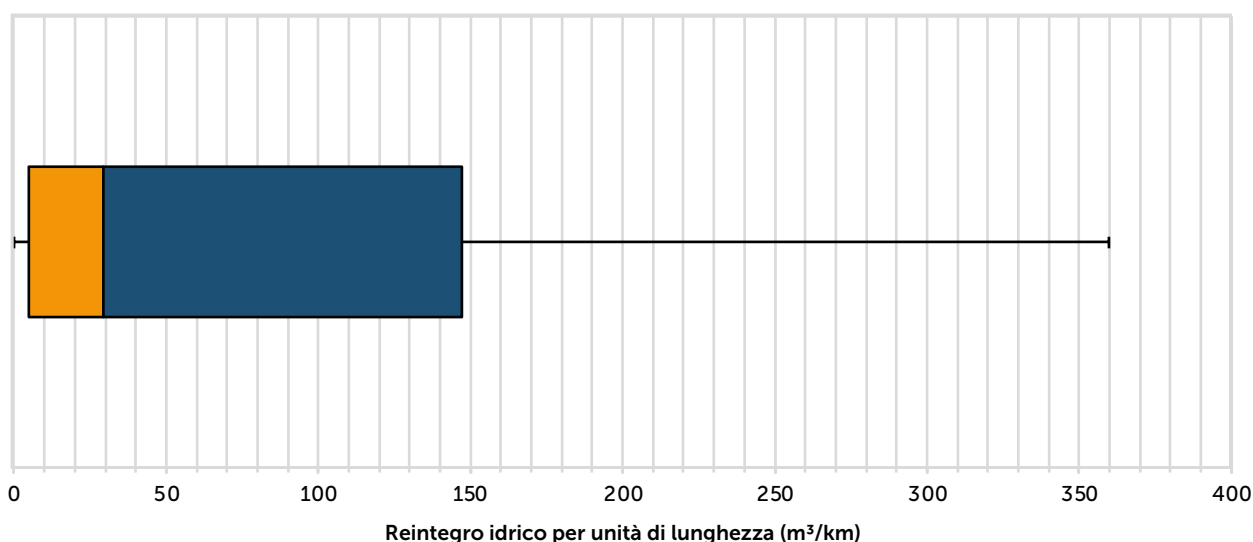
¹⁰ Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggiore quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

¹¹ 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.

¹² Il quantitativo di reintegro non dipende solo dalle perdite di rete ma anche da altri fattori, come il riempimento di condutture nuove o sottoposte a manutenzione.

essere motivata dalla differente età delle reti di teleriscaldamento. Le reti più vecchie sono soggette, in genere, a un maggiore stress meccanico per l'elevato numero di cicli di riscaldamento/raffreddamento a cui sono state soggette nel tempo.

FIG. 4.12 Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2020



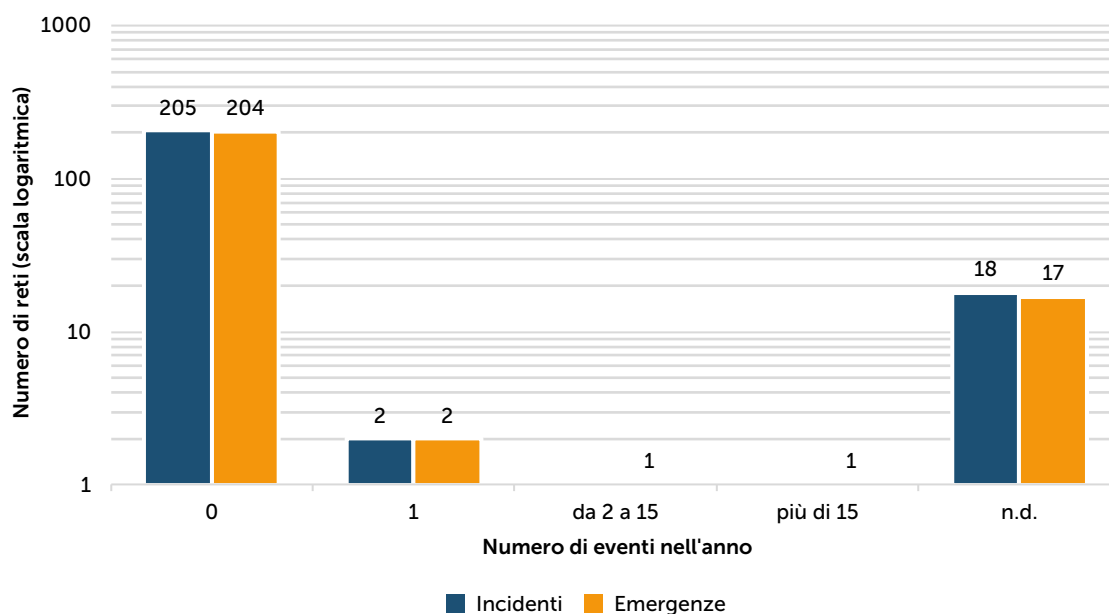
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2020.

Relativamente all'anno 2020 sono stati comunicati 2 incidenti¹³ e 39 emergenze¹⁴ sulle reti di telecalore presenti sul territorio nazionale. Nella figura 4.13 le reti sono suddivise sulla base del numero di eventi verificatisi. In gran parte delle reti non si sono verificati incidenti o emergenze.

Si evidenzia che le 39 situazioni di emergenza verificatesi hanno coinvolto solo 4 reti. Va, inoltre, considerato che la sospensione del servizio può essere ricondotta anche a interruzioni del servizio necessarie per interventi di manutenzione della rete o dei suoi generatori: solo in alcuni casi, infatti, la struttura della rete è a maglie e l'interruzione del servizio per lavori sulle condutture può essere evitata; per quanto riguarda le centrali termiche, invece, non sono rari i casi in cui piccole reti sono alimentate da un solo generatore e la sua manutenzione richiede quindi, necessariamente, l'interruzione della fornitura (generalmente eseguita in estate, quando crea meno disagi agli utenti).

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.

¹⁴ Definite dalla RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; è inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

FIG. 4.13 Incidenti ed emergenze per numero di reti coinvolte nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2020.

Dal 1° gennaio 2021, per effetto dell'entrata in vigore della RQTT, le segnalazioni di emergenze e incidenti sulle reti di telecalore vengono effettuate direttamente al CTI¹⁵, che svolge dunque un ruolo di supporto all'Autorità, per approfondire, oltre al numero, le caratteristiche e le dinamiche di questi eventi. Tali informazioni potrebbero essere utilizzate nei successivi periodi regolatori per affinare il quadro delle prescrizioni nei confronti degli operatori e rendere, così, ancora più affidabile e sicuro il servizio di telecalore.

Continuità del servizio

Le interruzioni nel settore del telecalore, in genere, non comportano un immediato degrado della qualità del servizio, per effetto dell'inerzia termica degli edifici. L'Autorità ha, pertanto, previsto l'obbligo di registrare esclusivamente le interruzioni di lunga durata, in grado di determinare un reale disservizio per l'utente¹⁶.

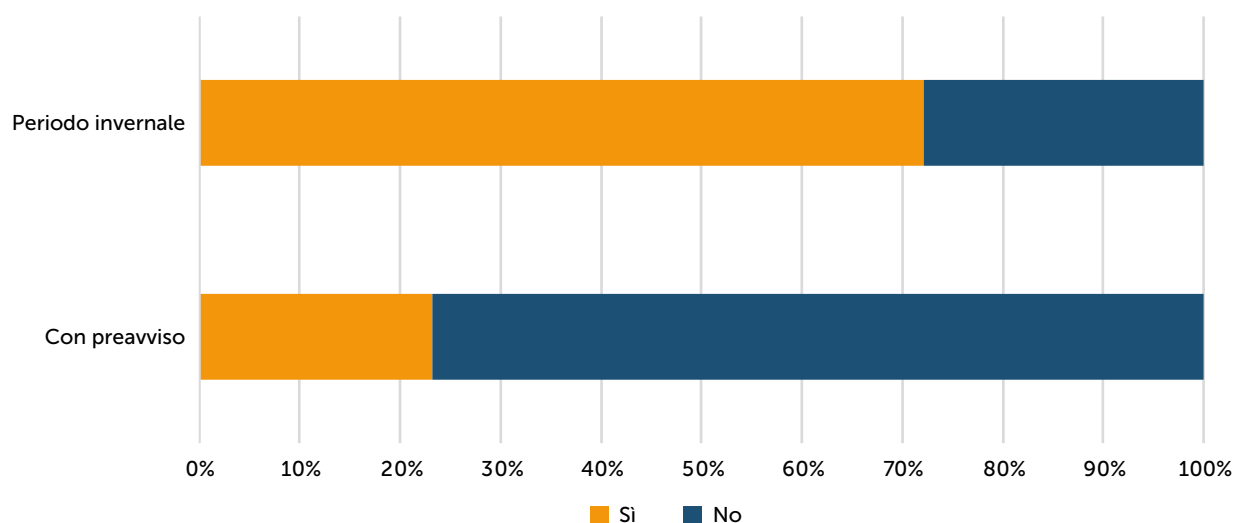
I dati comunicati dagli operatori, relativi all'anno 2020, forniscono un quadro abbastanza dettagliato della situazione nel settore.

In particolare, la figura 4.14 mostra che, su un totale di circa 1.100 interruzioni lunghe segnalate nell'anno, il 72% si è verificato nel periodo invernale¹⁷, il più rilevante per gli utenti, tenuto conto delle esigenze di riscaldamento degli edifici.

¹⁵ Il CTI è il Comitato termotecnico italiano energia e ambiente.

¹⁶ Le cosiddette interruzioni "lunghe" sono quelle di durata superiore alle quattro ore nel periodo invernale e alle otto ore nel periodo estivo.

¹⁷ Il periodo invernale è stato definito dalla RQTT, convenzionalmente e in modo omogeneo sul territorio nazionale, quello che va dal 1° gennaio al 15 aprile e dal 15 ottobre al 31 dicembre di ogni anno (corrisponde, cioè, al periodo di accensione degli impianti di riscaldamento secondo il DPR 74/2013, per la fascia climatica "E").

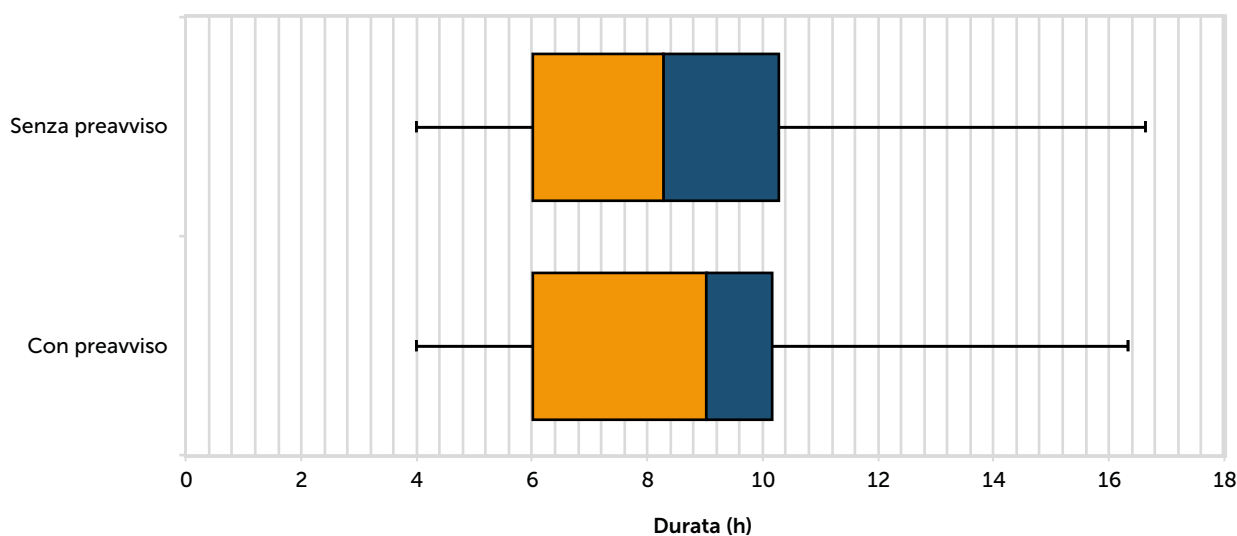
FIG. 4.14 Interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2020, per tipologia

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2020.

L'incidenza delle interruzioni programmate (dovute a interventi di manutenzione ordinaria, nuovi allacciamenti o estensioni della rete), che comportano un minore disagio per l'utente¹⁸, è relativamente contenuta (23% del totale).

La durata delle interruzioni lunghe, come evidenziato nella figura 4.15, risulta in genere compresa tra le 6 e le 10 ore, sia per le interruzioni con preavviso sia per quelle senza preavviso. Nella valutazione della durata delle interruzioni con preavviso va considerata la maggiore complessità degli interventi sulla rete di teleriscaldamento rispetto ad altre infrastrutture regolate.

18 La RQTT ha definito valido il preavviso, se fornito all'utente con almeno 48 ore di anticipo, nel periodo invernale, e 24 ore di anticipo, nel periodo estivo.

FIG. 4.15 Boxplot della durata delle interruzioni lunghe registrate nel 2020, per tipologia

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2020.

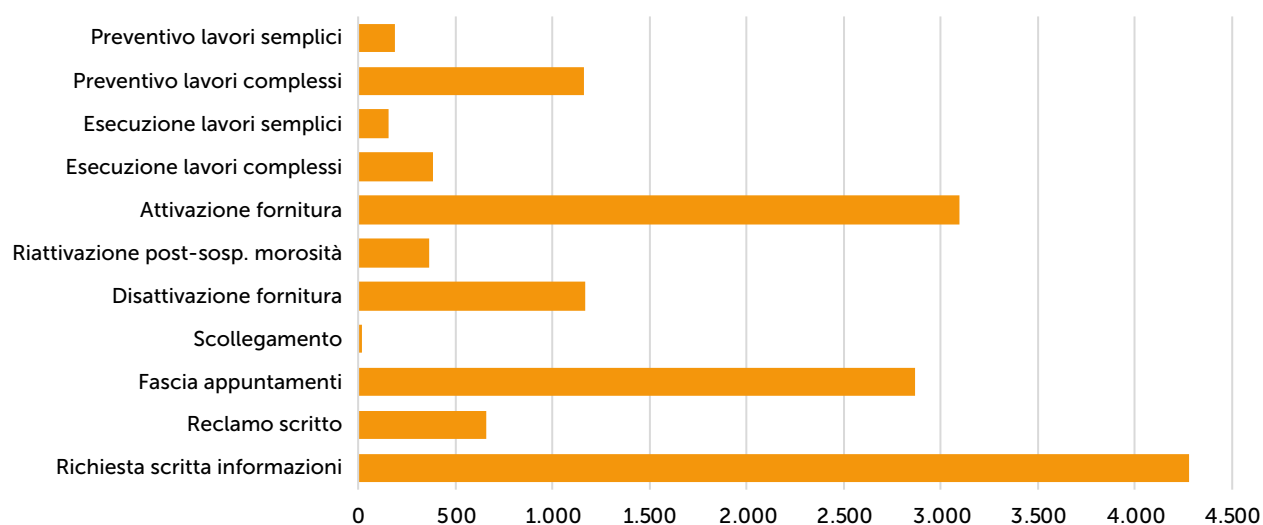
Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della Regolazione della qualità commerciale, presentava una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente in quanto, a differenza dagli altri settori regolati dall'Autorità, non era previsto uno schema generale di riferimento normativo in materia di Carte dei servizi, finalizzato a garantire standard minimi di qualità commerciale.

Con l'entrata in vigore della Regolazione, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Le analisi riportate nel seguito del paragrafo, relative all'anno 2020, sono riferite a 169 operatori (31 di maggiori dimensioni, 84 di medie dimensioni e 54 micro-esercenti).

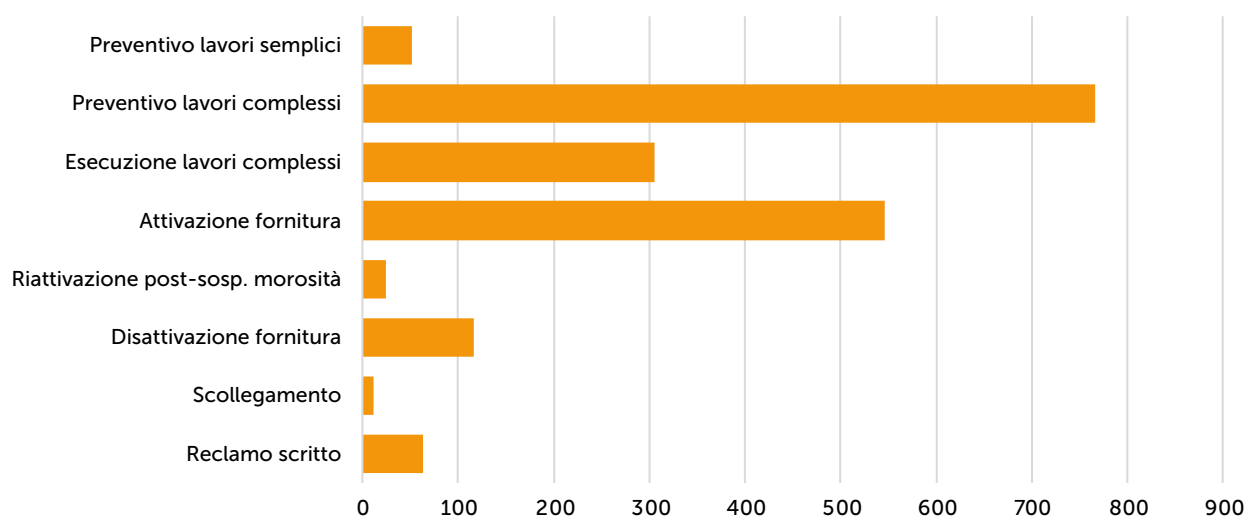
Numero di prestazioni

Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, la figura 4.16 mostra che le prestazioni più richieste sono le richieste scritte di informazioni, le attivazioni della fornitura e gli appuntamenti (per esempio, per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente). Per contro, sono risultate estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 22).

FIG. 4.16 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Agli esercenti di medie dimensioni sono state richieste informazioni relative a un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale, in coerenza con il principio di proporzionalità stabilito dalla RQCT. Dalla figura 4.17 emerge, per ogni tipologia di prestazione, un numero di richieste notevolmente inferiore; il dato riflette in primo luogo, ovviamente, il minor numero di utenti serviti da questo tipo di operatori (circa 1/3). Tra le prestazioni più frequenti emerge un numero consistente di attivazioni del servizio e di preventivi per l'esecuzione di lavori complessi; quest'ultimo, in proporzione, anche più elevato rispetto agli operatori più grandi. Si evidenzia, inoltre, il numero molto limitato di reclami e di scollegamenti (rispettivamente 63 e 12).

FIG. 4.17 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2020

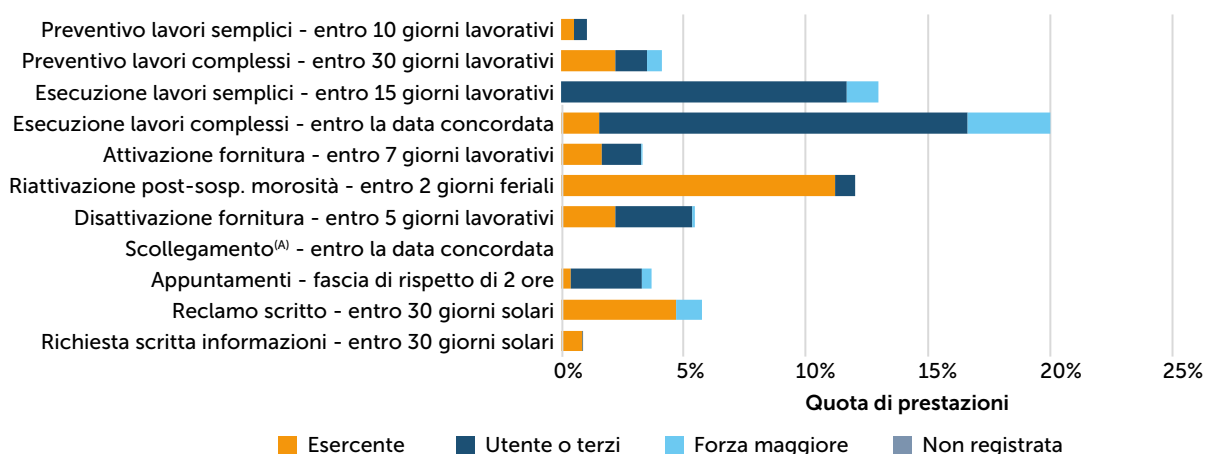
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Tra gli obblighi annuali di comunicazione all'Autorità, è richiesto agli operatori di comunicare informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT e, in caso di superamento dei termini, le relative motivazioni, suddivise in causa di forza maggiore, causa dell'utente o di terzi e causa di responsabilità dell'esercente. L'analisi dei dati ha confermato che gli standard imposti dall'Autorità sono generalmente rispettati.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni, come mostra la figura 4.18, la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente è in genere inferiore al 5%. Solamente nel caso della riattivazione del servizio in seguito a sospensione per morosità (che presenta uno standard particolarmente stringente, pari a due giorni lavorativi) si arriva al 10%.

FIG. 4.18 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2020

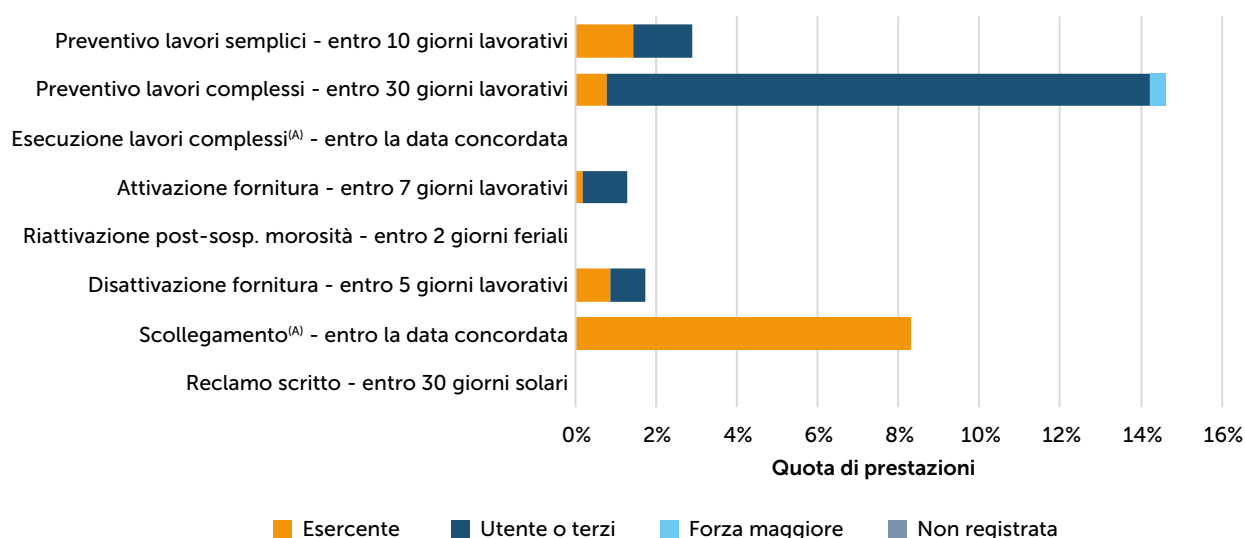


(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile)

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensioni (Fig. 4.19), non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente non supera mai il 2% delle prestazioni erogate.

FIG. 4.19 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2020



(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile)

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2020.

Misura dell'energia termica

Nell'ambito di una specifica raccolta dati sull'attività di misura, finalizzata alla definizione della relativa disciplina regolatoria (TIMT¹⁹), è stato chiesto agli operatori di comunicare alcune informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi misuratori.

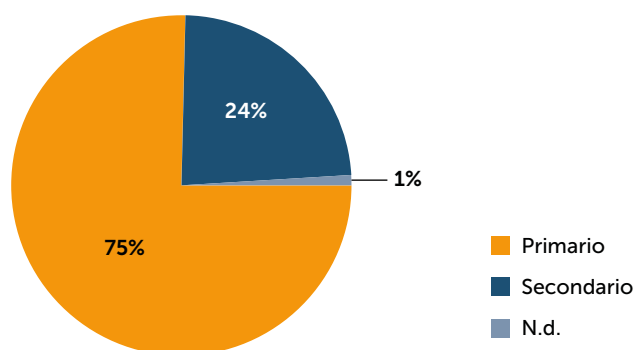
I dati utilizzati nel presente paragrafo si riferiscono a un campione di 112 operatori per un totale di 225 reti e oltre 122.000 misuratori dell'energia termica fornita agli utenti.

Caratteristiche del parco misuratori

Le soluzioni tecniche e gestionali adottate dai diversi operatori per la gestione del servizio di misura risultano in genere abbastanza eterogenee. I misuratori, nella maggioranza dei casi (circa il 75%), sono collocati a monte dello scambiatore di calore ma è comunque presente un numero significativo di casi in cui il misuratore (24%) è installato sul circuito dell'impianto termico d'utenza (lato "secondario")²⁰.

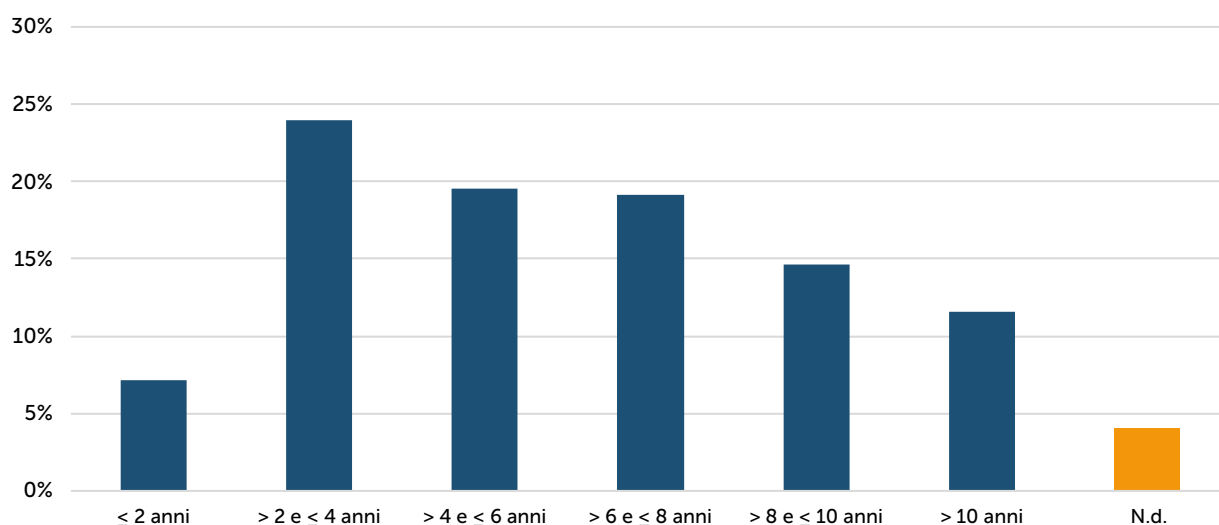
19 Il TIMT è il Testo integrato di regolazione della misura nei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024, allegato A alla delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr.

20 La casistica è applicabile alla tipica fornitura di energia termica tramite telecalore "indiretta" (attraverso scambiatori di calore). Si precisa che nei (limitati) casi di fornitura "diretta" di energia all'utente con il fluido termovettore di rete la distinzione tra misuratore posto al primario o al secondario cade (vi è un unico circuito idraulico).

FIG. 4.20 Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla misura nel 2020.

Se si considera l'età degli apparecchi, il parco misuratori risulta essere piuttosto moderno, con oltre il 50% delle reti che presenta un'età media non superiore a 6 anni (Fig. 4.21).

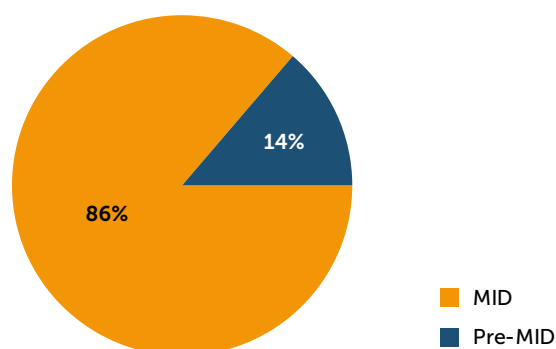
FIG. 4.21 Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla misura nel 2020.

La bassa età media del parco misuratori dovrebbe ridurre il rischio di malfunzionamento degli apparecchi, con positive ricadute sulla qualità del servizio di misura.

La bassa età media dei misuratori si accompagna a un'elevata incidenza di apparecchi conformi ai requisiti della direttiva MID²¹ (pari a circa l'86% del totale nell'anno 2020). La direttiva prevede, tra l'altro, il rispetto di precise caratteristiche costruttive per garantire la precisione degli strumenti e la corretta registrazione del dato di misura.

21 In Italia è stato il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, a garantire il primo recepimento della direttiva 2004/22/CE, *Measuring Instruments Directive* – MID, cui sono seguiti successivi aggiornamenti e integrazioni.

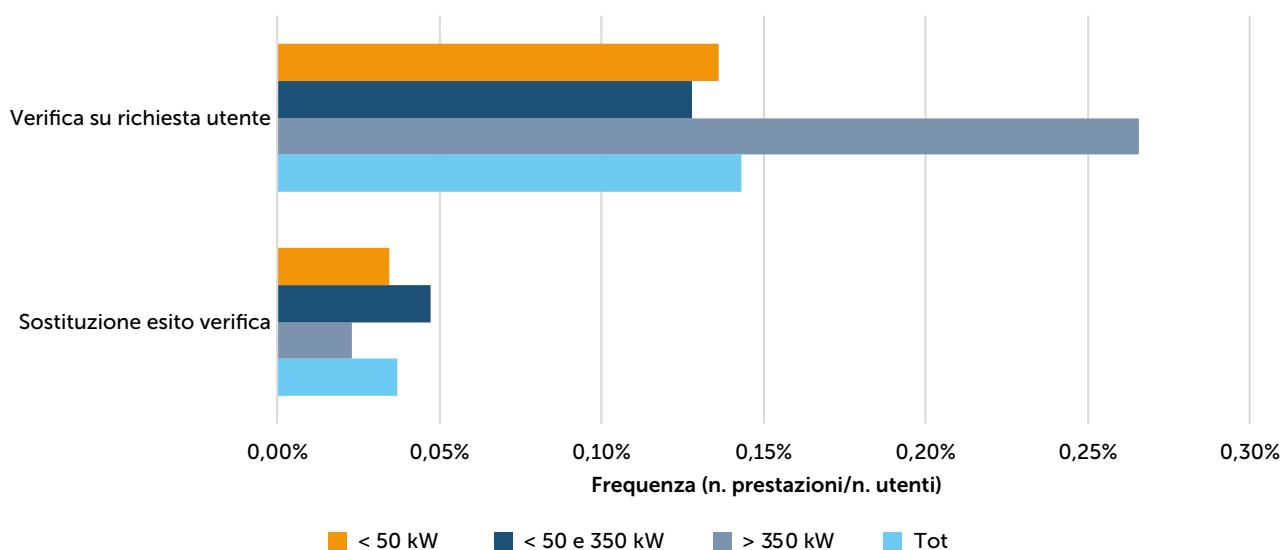
FIG. 4.22 Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2020

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla misura nel 2020.

Altrettanto significativa, anche alla luce dell'assenza di un obbligo vincolante da parte dell'Autorità, è la diffusione di misuratori leggibili da remoto (nel 2020 pari al 64% del totale).

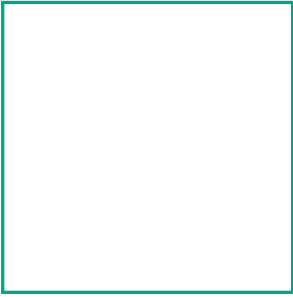
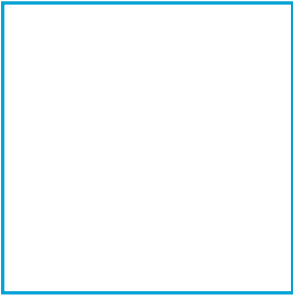
Verifica dei misuratori

Nella figura 4.23 è indicato il rapporto, per ciascuna tipologia di utenza, tra le richieste di verifica/sostituzione dei misuratori e il numero complessivo degli utenti.

FIG. 4.23 Frequenza delle verifiche e sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2020

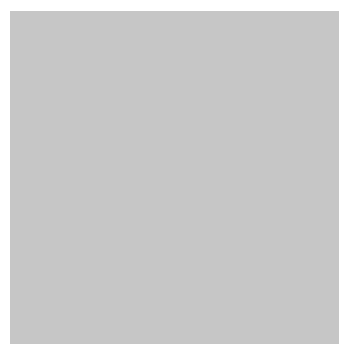
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla misura nel 2020.

L'incidenza delle richieste di verifica del misuratore risulta relativamente contenuta (in media appena lo 0,15% degli utenti in un anno). Ancora minore è l'incidenza dei casi in cui il misuratore è risultato guasto o malfunzionante (evento che riguarda meno dello 0,05% degli utenti in un anno).



CAPITOLO

5



**STATO
DEI SERVIZI IDRICI**

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

In data 30 aprile 2022 si è conclusa la seconda rilevazione specificatamente dedicata alla raccolta dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato, con riferimento agli anni 2020 e 2021¹, come prospettato dalla delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr. Tali dati, oltre a costituire una base necessaria per lo studio dello stato di avanzamento dei livelli tecnici nei diversi territori, rappresentano anche i valori di consuntivo sui quali verranno valutate le *performance* conseguite da ciascuna gestione al termine del biennio 2021-2022, secondo il meccanismo previsto dalla regolazione della qualità tecnica (RQTI)². A differenza di quanto previsto per il primo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito agli anni 2018 e 2019), i cui esiti sono illustrati al successivo paragrafo "Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dall'RQTI per gli anni 2018 e 2019", con delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, l'Autorità ha previsto che, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (o di penalizzazione) con riferimento alle annualità 2020 e 2021, costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno 2021. Per tale ragione, nel seguito verranno analizzati i dati relativi all'anno 2021, rimandando a successivi documenti le elaborazioni dei dati dell'anno 2020.

In continuità con quanto rappresentato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nei paragrafi che seguono verranno descritti i principali aspetti infrastrutturali separatamente per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione.

Sembra emergere un ulteriore miglioramento complessivo per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità a conferma di un percorso già rilevato nella scorsa *Relazione Annuale* e una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, anche con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole. Si precisa che tali dati sono stati appena ricevuti³ dagli Enti di governo dell'ambito, e dunque su di essi l'Autorità non ha ancora svolto gli usuali approfondimenti istruttori, che saranno finalizzati in occasione delle approvazioni tariffarie e nell'ambito del meccanismo incentivante della qualità tecnica recentemente avviato.

L'analisi si completa, infine, di un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il quadriennio 2020-2023, 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.

1 Raccolta dati "Qualità tecnica (RQTI) – monitoraggio" (RQTI 2022).

2 Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, recante "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

3 Con la delibera 107/2022/R/idr la scadenza della raccolta dati di qualità tecnica per il biennio 2020-2021 è stata fissata per il 30 aprile 2022.

Servizio di acquedotto

Al fine del monitoraggio della qualità del servizio di acquedotto, la regolazione della qualità tecnica individua i seguenti indicatori:

- il macro-indicatore M1, relativo alle perdite idriche, introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario della *water conservation*;
- il macro-indicatore M2, relativo alle interruzioni del servizio, cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore M3, attinente alla qualità dell'acqua erogata, volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile;
- tre prerequisiti, che rappresentano i requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante dell'RQTI, relativi a:
 - la disponibilità e l'affidabilità dei dati di misura, al fine di garantire un'adeguata attendibilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore M1;
 - la conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 e s.m.i., in relazione al macro-indicatore M3;
 - la disponibilità e l'affidabilità dei dati di qualità tecnica, la cui verifica è posta in capo ai competenti Enti di governo dell'ambito, con lo scopo di assicurare un'adeguata attendibilità dei dati che rientrano nel calcolo di ciascuno dei citati macro-indicatori;
- tre indicatori legati alla continuità del servizio, per i quali sono stati definiti opportuni standard specifici, con la previsione di assegnare indennizzi automatici alle utenze nel caso di mancato rispetto dei medesimi⁴;
- ulteriori indicatori (cosiddetti "semplici"), associati a ciascuno dei citati macro-indicatori, con lo scopo di indirizzare le valutazioni sulle *performance* di qualità.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse con riferimento ai dati relativi agli indicatori sopra elencati.

Perdite idriche

Nella Regolazione della qualità tecnica introdotta dall'Autorità, le perdite idriche vengono misurate sulla base di due indicatori "semplici" che compongono il citato 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.

Preme qui precisare che, nel corso dell'anno 2021, l'Autorità ha condotto opportuni approfondimenti volti a ottemperare alla pronuncia del Consiglio di Stato 30 marzo 2021, n. 2672, con la quale è stata accolta la censura avanzata da taluni operatori in merito ai criteri di calcolo dell'indicatore M1a, laddove, nel rapporto tra volume

⁴ Gli standard specifici sono riferiti a ciascun singolo utente. La RQTI ha introdotto: i) lo standard specifico S1 pari a 24 ore, per la durata massima della singola sospensione programmata; ii) lo standard specifico S2 pari a 48 ore, per il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile; iii) lo standard specifico S3 pari a 48 ore, per il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura.

delle perdite idriche e lunghezza complessiva della rete, esclude da quest'ultima l'estensione lineare delle condotte di allaccio. Al termine di tale attività, sono state introdotte nuove modalità di valutazione del citato indicatore⁵, prevedendo una modalità parametrica per la determinazione della lunghezza degli allacci, da utilizzare in assenza di completa geolocalizzazione degli stessi, riformulando contestualmente le classi di appartenenza del macro-indicatore M1 "Perdite idriche" per la definizione del pertinente obiettivo⁶. Alla luce di ciò, i valori relativi all'M1a sono stati rideterminati, con effetto retroattivo anche sui dati precedentemente comunicati, a partire dall'anno 2016, che costituisce il punto di partenza stabilito dall'RQTI.

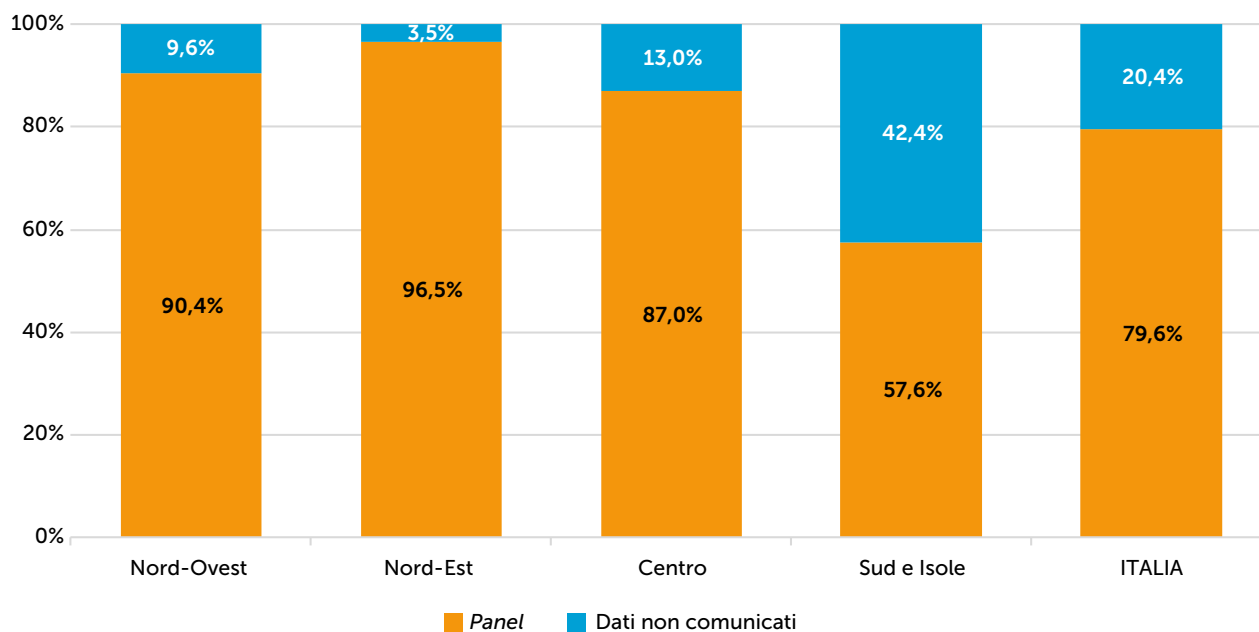
In funzione dei valori assunti dai citati indicatori è possibile quantificare il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, individuare l'obiettivo di contenimento delle perdite (ovvero di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni già performanti). In relazione all'anno 2021, è stato possibile svolgere un'analisi su un *panel* composto da 153 gestioni, con una copertura pari al 79,6% della popolazione residente italiana (46,1 milioni di abitanti), in costante aumento rispetto alle precedenti rilevazioni. Il campione analizzato (Fig. 5.1), in analogia con quanto già osservato nella precedente *Relazione Annuale*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno a valori compresi tra l'87% e il 96% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 57% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in lieve diminuzione rispetto ai dati disponibili per la precedente ricognizione (*Relazione Annuale* 2021). Le regioni con il minor grado di ottemperanza alla raccolta dati in argomento sono la Calabria, il Molise e la Sicilia.

Nella figura 5.2 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: poco più del 30% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 22% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 25% nell'area Sud e Isole.

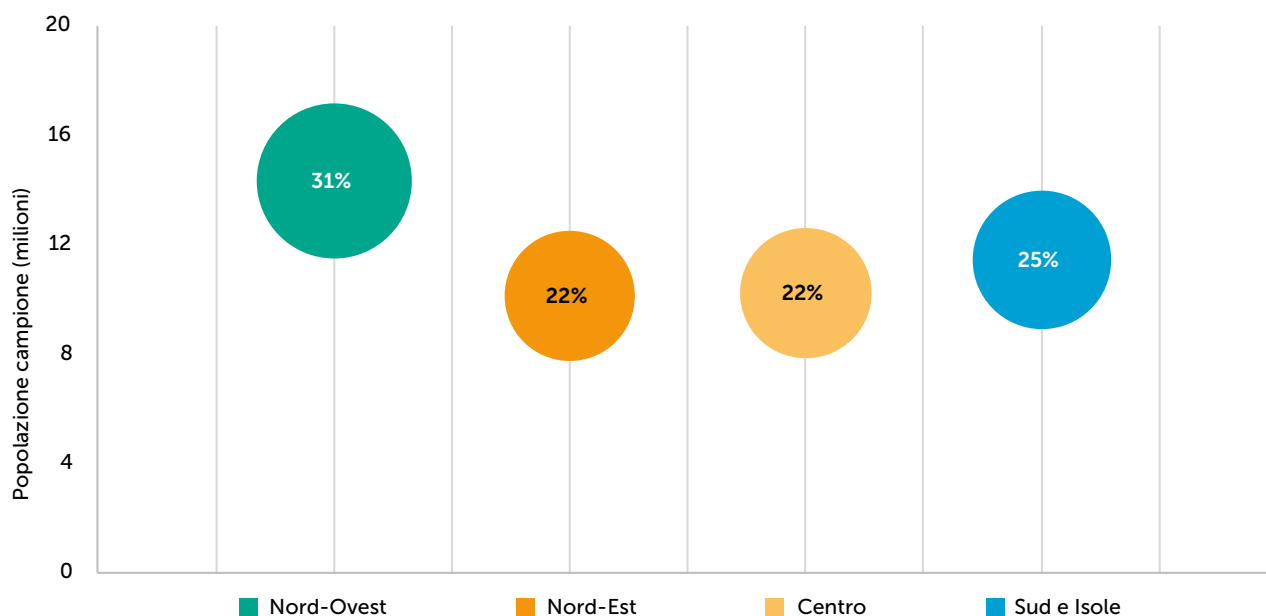
5 Nell'ambito della delibera 639/2021/R/idr, recante "Criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato".

6 Il comma 6.3 della RQTI prevede che nella classe A siano incluse le gestioni con M1a inferiore a 12 m³/km/gg e M1b inferiore al 25%; la collocazione nelle restanti classi è stabilita con criterio di prevalenza per la *performance* conseguita dall'indicatore peggiore, tenendo conto del fatto che:

- per l'indicatore M1a sono identificati i seguenti valori soglia: tra 12 e 20 m³/km/gg per la classe B, tra 20 e 35 m³/km/gg per la classe C, tra 35 e 55 m³/km/gg per la classe D e da 55 m³/km/gg in su per la classe E;
- per l'indicatore M1b sono identificati i seguenti valori soglia: tra il 25% e il 35% per la classe B, tra il 35% e il 45% per la classe C, tra il 45% e il 55% per la classe D e da 55% in su per la classe E.

FIG. 5.1 Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

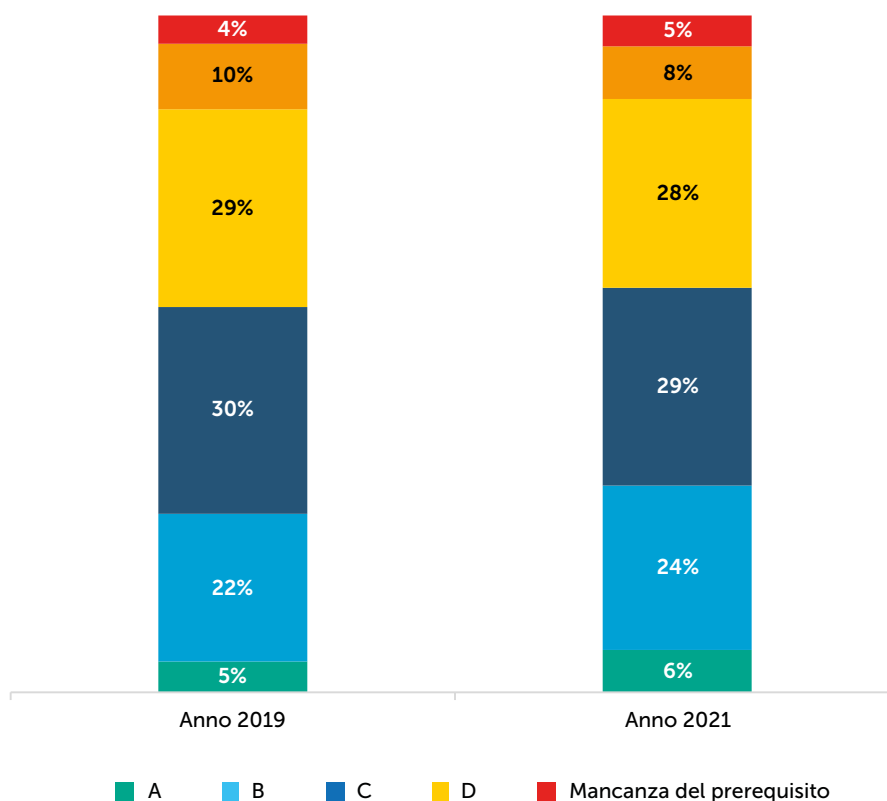
FIG. 5.2 Macro-indicatore M1: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Rispetto alla rilevazione condotta per l'anno 2019, si registra un moderato miglioramento, confermando la tendenza di costante avanzamento dei progressi in termini di riduzione delle perdite idriche: la popolazione servita da gestori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A) oppure nella classe B, infatti, è lievemente incre-

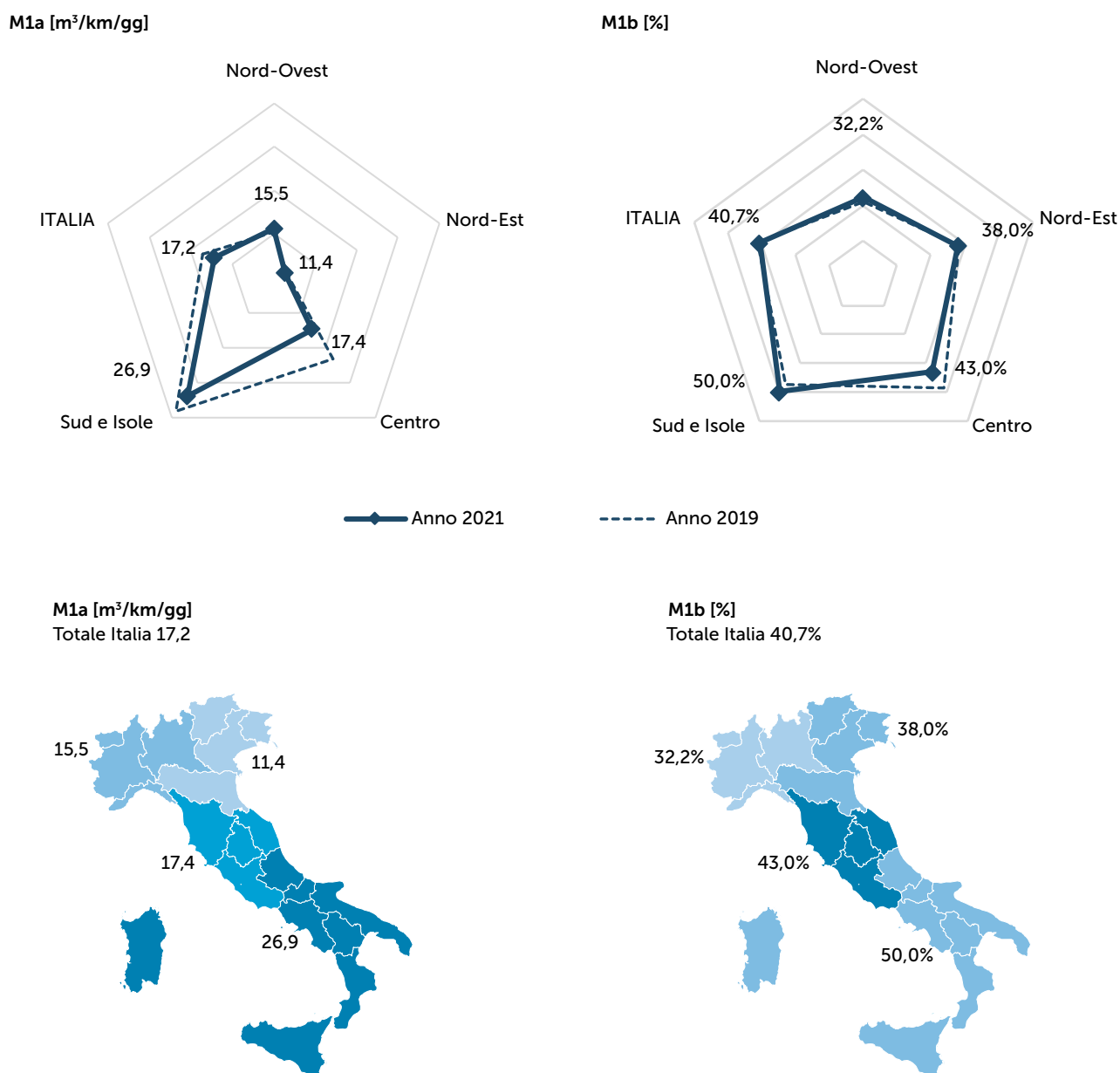
mentata, a fronte di una riduzione delle gestioni nella classe peggiore (classe E). Si evidenzia, infine, un leggero incremento della popolazione il cui servizio è gestito da soggetti che presentano il mancato conseguimento dei prerequisiti relativi alla disponibilità e affidabilità dei dati (5% della popolazione servita), riconducibile alla presenza – nel nuovo *panel* di riferimento – di alcuni operatori caratterizzati da carenze in tale ambito (Fig. 5.3).

FIG. 5.3 *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 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

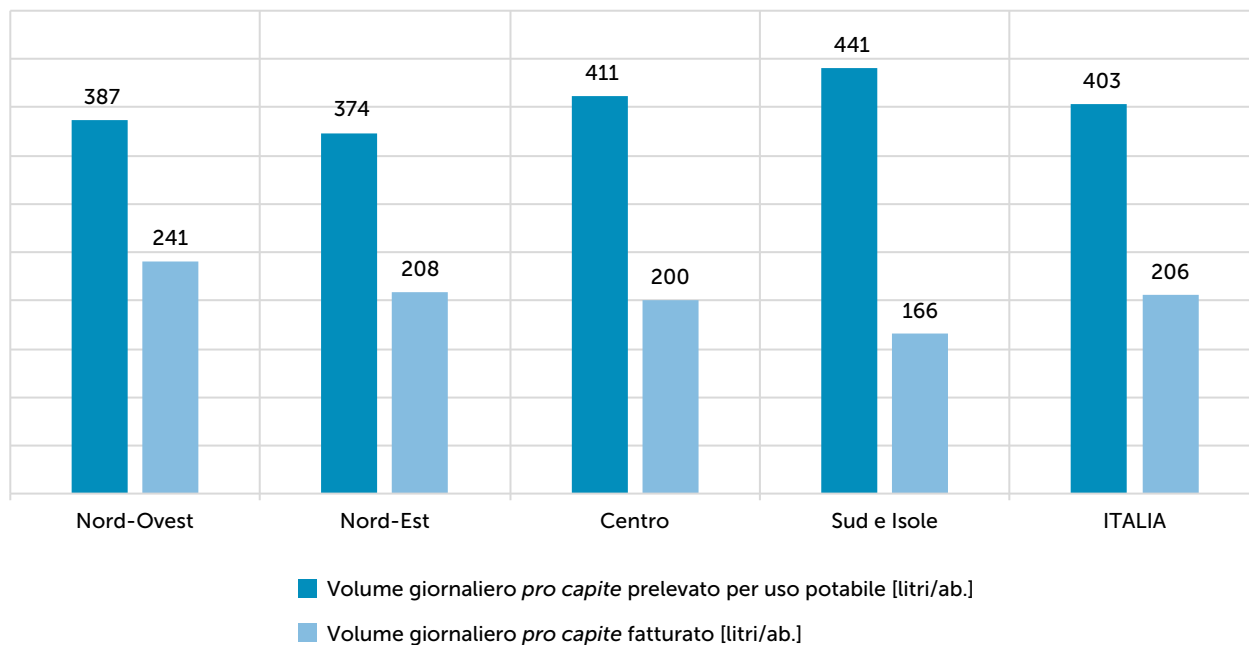
A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,2 m³/km/gg, a valle delle modifiche apportate alla formula di calcolo dell'indicatore M1a, e le perdite percentuali sono risultate mediamente pari al 40,7%, mostrando una sostanziale stabilità dei valori rispetto all'anno 2019 (anno in cui sono stati mediamente rilevati valori pari rispettivamente a 18,6 m³/km/gg e al 41,2%) (Fig. 5.4). Si precisa che il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l'impostazione adottata nella precedente *Relazione Annuale*.

FIG. 5.4 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 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

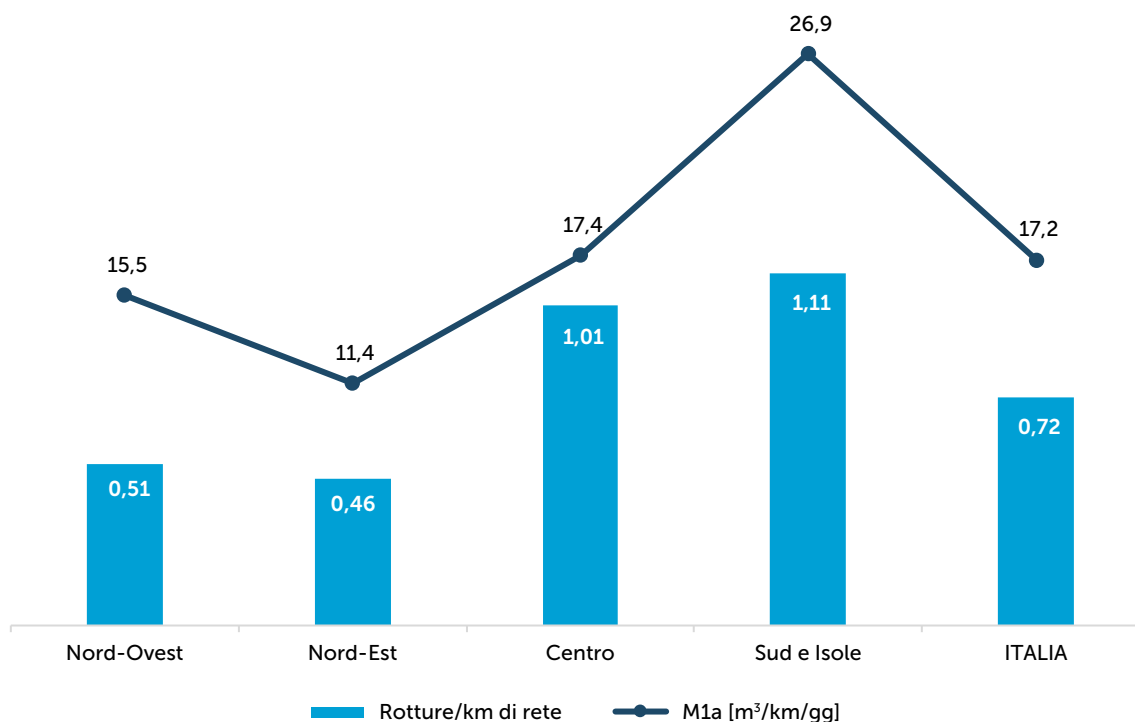
Come mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il dato medio nazionale relativo al volume *pro capite* prelevato a uso potabile⁷ si attesta su valori superiori a 400 litri/(ab x gg), a fronte di un volume medio fatturato alle utenze di circa 200 litri/(ab x gg), con un divario via via crescente passando dai gestori del Nord, ai gestori del Centro, ai gestori del Sud e delle Isole (Fig. 5.5). Occorre comunque specificare che la quota di consumo non fatturato non corrisponde per intero alle perdite idriche, dal momento che comprende anche i consumi autorizzati (es. lavaggi di reti, se misurati) non fatturati.

⁷ Volumi in ingresso nei sistemi di acquedotto, inclusi quelli destinati a tipologie di utenza diverse da quella domestica, prelevati direttamente dall'ambiente o importati da altri soggetti. Nell'analisi non sono stati inclusi i gestori che si occupano del solo trasporto della risorsa.

FIG. 5.5 Volumi medi giornalieri pro capite prelevati e fatturati

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, è stato registrato un numero medio di rotture pari a 0,72/km di rete, sostanzialmente in linea con il dato medio rilevato con la precedente ricognizione, pur in presenza delle già riferite differenze rinvenibili a livello locale; si evidenzia, inoltre, una correlazione positiva tra i valori medi rilevati per l'indicatore M1a e il numero di rotture per lunghezza di rete (Fig. 5.6).

FIG. 5.6 Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a "Perdite idriche lineari" per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

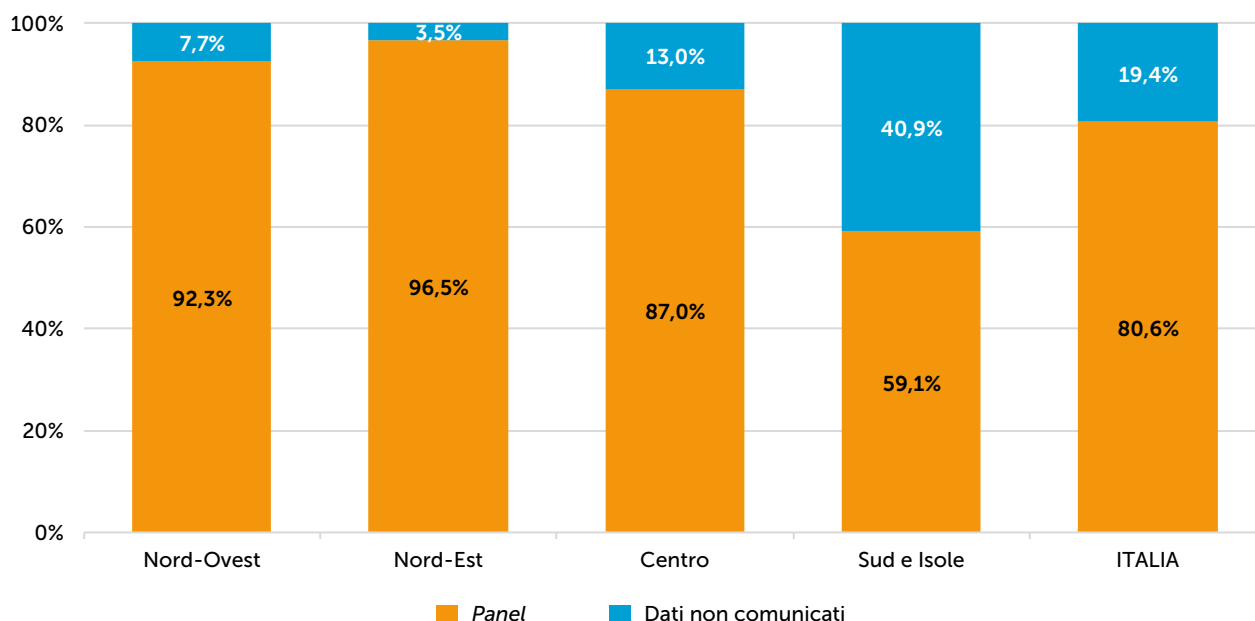
Continuità del servizio

Il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio" è stato introdotto nell'impianto della RQTI con lo scopo di presidiare le *performance* dei gestori in relazione alla continuità del servizio di acquedotto. Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione⁸, programmata e non programmata (di durata superiore all'ora), occorsa nell'anno e il numero di utenti finali interessati dalla medesima interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali⁹ serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2021 è composto da 154 gestioni, che servono nel complesso circa l'80,6% della popolazione residente italiana (46,7 milioni di abitanti). La distribuzione della popolazione per area geografica rispecchia sostanzialmente quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 "Perdite idriche". 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 (59,1%), tuttavia in avvicinamento rispetto alla copertura media per le altre aree del Paese (prossima o superiore al 90%).

8 L'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".

9 Nel conteggio devono essere considerati, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 dell'RQTI.

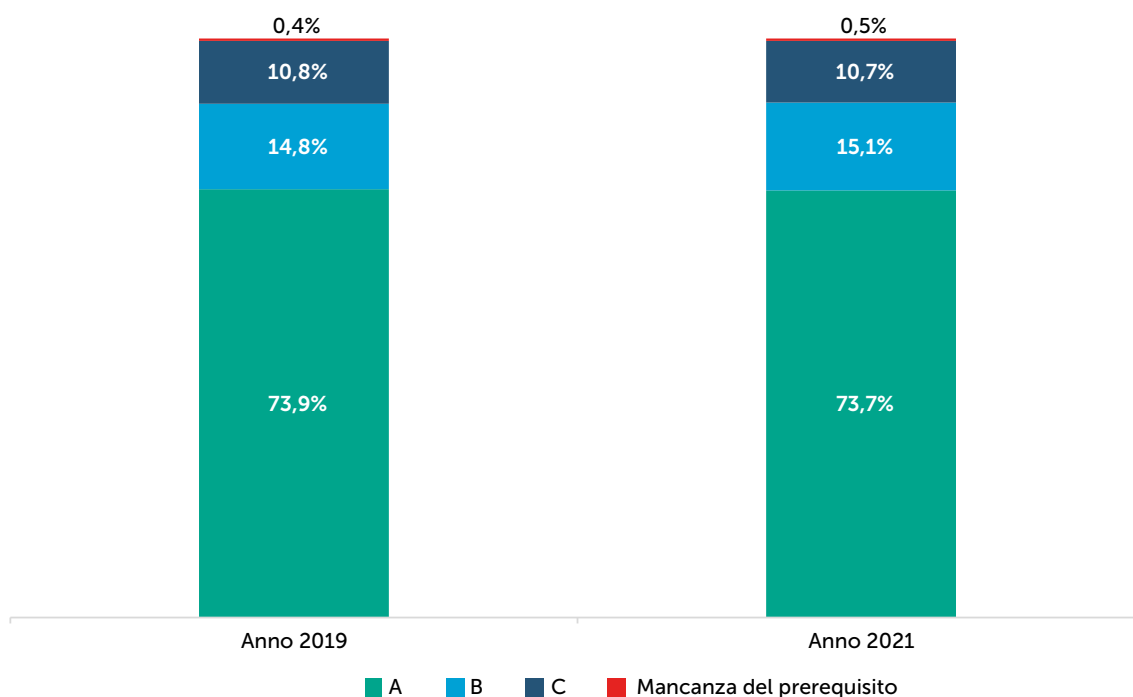
FIG. 5.7 Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Osservando il posizionamento della popolazione riferita per l'anno 2021, all'interno delle classi individuate dall'R-QTI per il macro-indicatore in argomento, si evidenzia che il 74% della popolazione è servito da gestori che hanno garantito una buona continuità del servizio di erogazione, posizionandosi in classe A (cui corrisponde una durata delle interruzioni inferiore alle 6 ore/anno per utente), il 15% della popolazione è servito da gestori che si collocano in classe B (caratterizzata da un livello di interruzioni inferiore a 12 ore/anno per utente), l'11% della popolazione è servito da operatori che si posizionano in classe C (cui corrisponde una durata media delle interruzioni del servizio per utente almeno pari a 12 ore all'anno) (Fig. 5.8). Si evidenzia, inoltre, una piccola percentuale di popolazione i cui gestori non hanno conseguito il prerequisito sulla disponibilità e affidabilità dei dati per la costruzione del macro-indicatore, non avendo ancora terminato le attività necessarie a rilevare le grandezze ad esso sottese, che richiedono la registrazione puntuale delle interruzioni occorse e delle rispettive utenze interessate. Il confronto con i dati rilevati per l'anno 2019 mostra una sostanziale continuità nelle *performance* conseguite dai gestori.

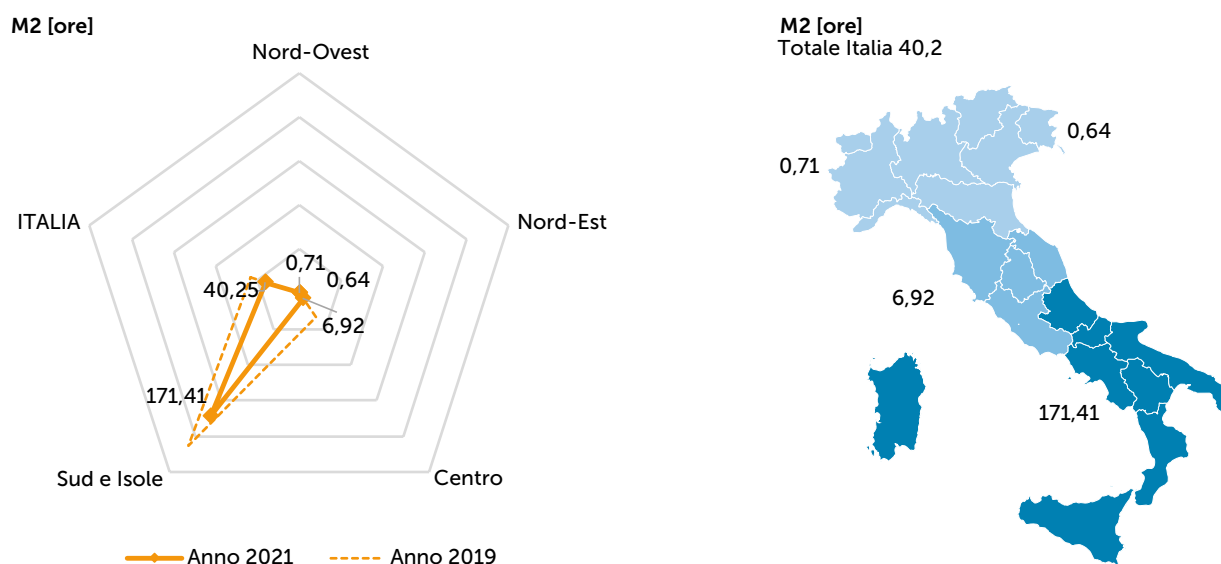
Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili, come già evidenziato, nell'area meridionale e insulare (Fig. 5.9), per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 171, comunque in diminuzione rispetto ai valori medi riportati nella precedente *Relazione Annuale* per la medesima area (214 ore/anno). Più nel dettaglio, i dati più critici sono riferibili a talune gestioni collocate nelle Regioni Abruzzo e Sicilia. In relazione alle situazioni particolarmente critiche, occorre rafforzare il presidio dell'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare tale fenomeno.

FIG. 5.8 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio di acquedotto"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

FIG. 5.9 Valori medi del macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto" per area geografica

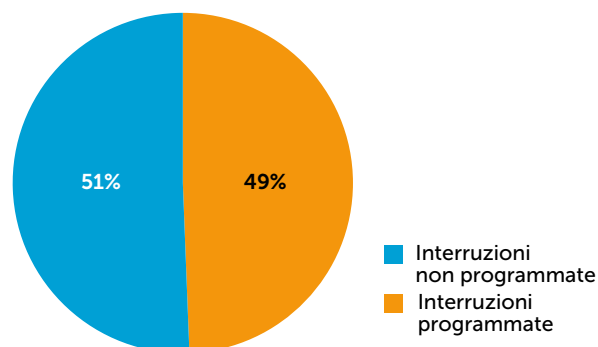


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Dall'avvio della Regolazione della qualità tecnica, si sta assistendo a una progressiva inversione nell'incidenza tra interruzioni cosiddette programmate e non programmate, dove queste ultime derivano da segnalazioni al pronto intervento (o da avviso di telecontrollo/controllo interno) e sono riconducibili a situazioni di disagio o di pericolo

tali da richiedere interventi non differibili nel tempo. Dai dati raccolti con riferimento all'anno 2021, in particolare, si evidenzia un tasso di interruzioni programmate pari al 49% sul totale delle interruzioni di durata superiore all'ora registrate, contro un valore riportato nella precedente *Relazione Annuale* pari al 42% del totale (Fig. 5.10).

FIG. 5.10 Interruzioni programmate e non programmate

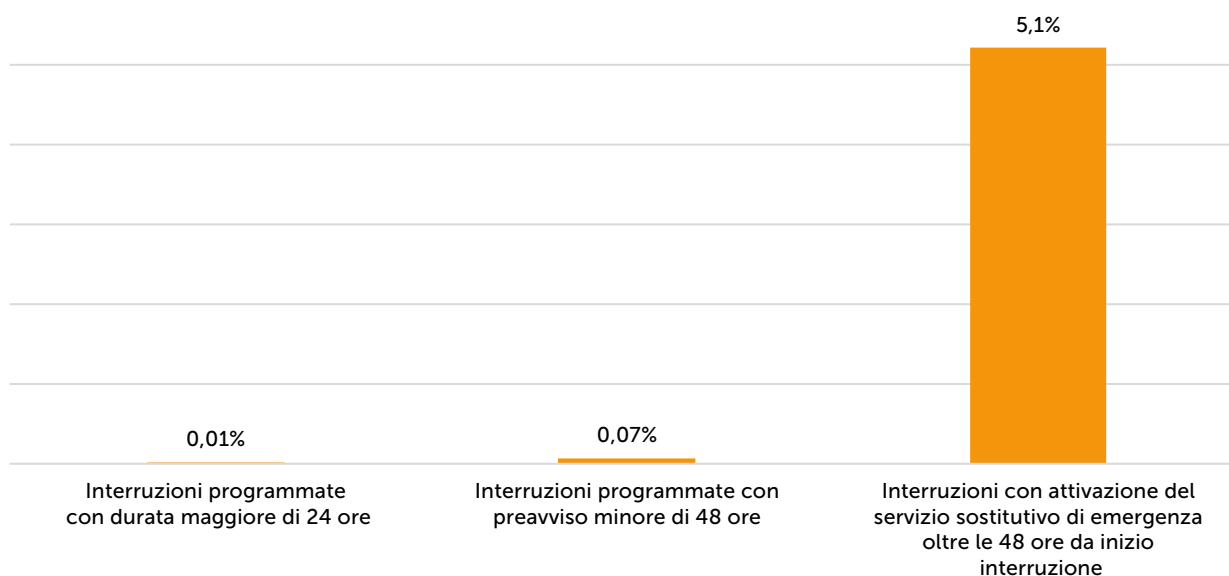


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

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 2021 (Fig. 5.11), una quota molto bassa delle interruzioni programmate ha registrato una durata superiore alle 24 ore (standard S1, 0,01%), con maggiori criticità localizzate nel Sud e nelle Isole. Nel complesso i gestori sono riusciti a garantire un sufficiente preavviso alle utenze prima dell'avvio delle interruzioni programmate, dal momento che, mediamente, solo lo 0,07% delle interruzioni è avvenuta con un preavviso inferiore alle 48 ore. Si evidenzia, invece, una incidenza non trascurabile di interruzioni per le quali non si è riusciti a garantire l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza entro le 48 ore dall'inizio dell'interruzione (5,1%).

FIG. 5.11 Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

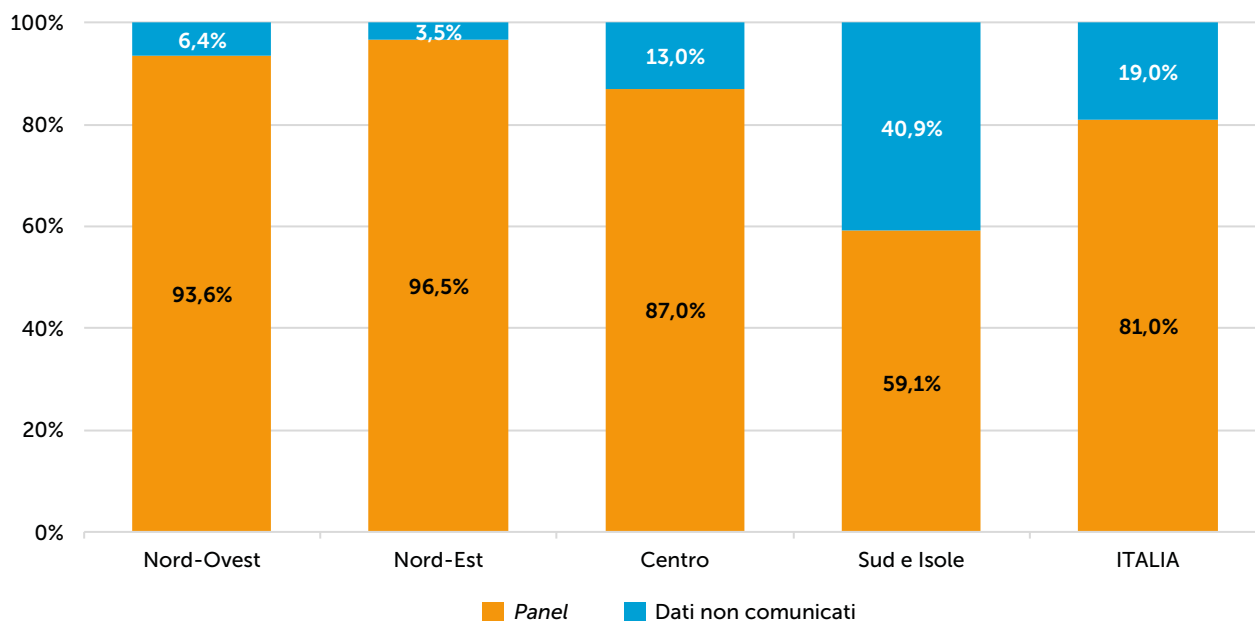
La RQT1 prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, standard migliorativi per uno o più degli standard specifici definiti dalla regolazione, informando opportunamente le utenze mediante la Carta dei servizi. Dall'analisi compiuta è emerso che per il 34% della popolazione servita è garantito uno standard migliorativo per almeno uno dei tre standard specifici.

Qualità dell'acqua erogata

Nella regolazione introdotta dall'Autorità, la qualità del servizio di acquedotto viene valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate. Più nello specifico, il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata" è definito come combinazione di tre indicatori semplici, sulla base dei quali sono valutati:

- la presenza e l'impatto delle ordinanze di non potabilità rilevate nell'anno, mediante l'indicatore M3a, espresso in termini di utenze coinvolte 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 (attraverso l'indicatore M3b), sia il numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (con l'indicatore M3c).

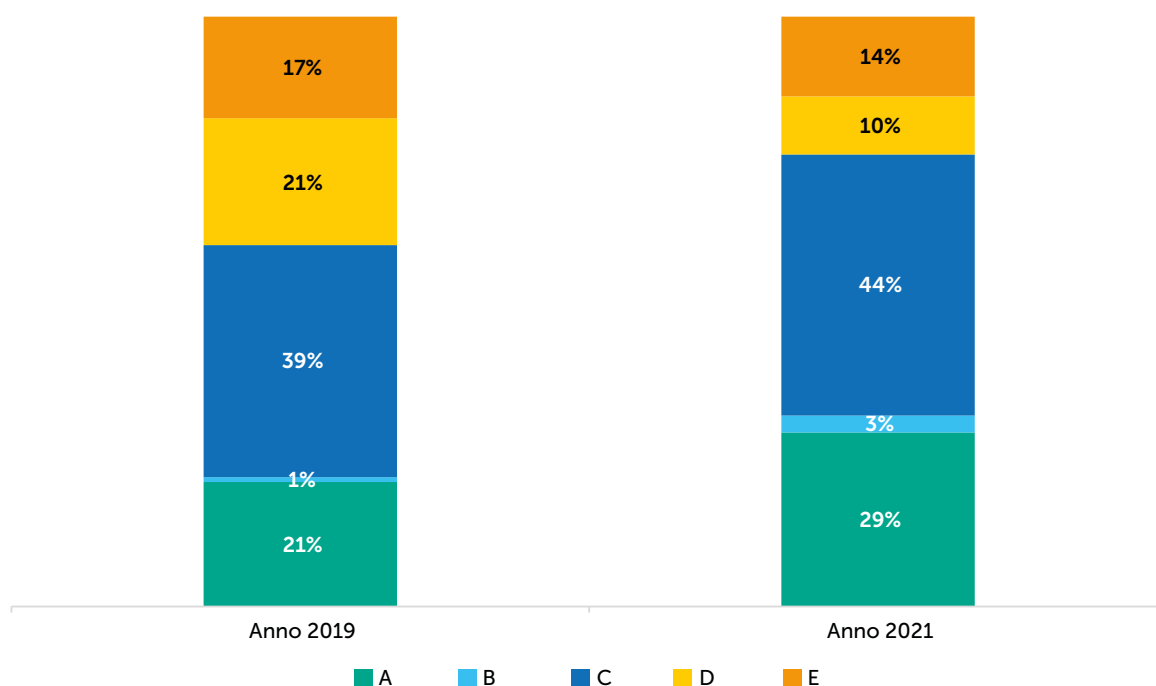
Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2021 è composto da 154 gestioni, che servono nel complesso circa l'81% della popolazione residente italiana (circa 46,9 milioni di abitanti). Come già osservato per il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio", la distribuzione della popolazione per area geografica rispecchia sostanzialmente quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 "Perdite idriche". Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.12), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (59,1%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (compresi tra l'87% e il 96%).

FIG. 5.12 Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

L'analisi dei dati raccolti, con riferimento all'anno 2021, relativi alla distribuzione della popolazione sottesa dai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M3 (Fig. 5.13), mostra che il 29% della popolazione si trova in condizioni ottimali (classe A, caratterizzata in particolare dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno in considerazione e da un tasso contenuto di campioni e parametri non conformi); il 47% del campione si colloca in una situazione intermedia (classi B o C, caratterizzate da un numero limitato di ordinanze di non potabilità, associato a un tasso non elevato di campioni e parametri non conformi); il 10% della popolazione è servita da gestori per i quali si riscontra un numero limitato di ordinanze di non potabilità, unitamente però a un tasso elevato di campioni e parametri non conformi (classe D); e il restante 14% è servito da gestori per i quali si sono registrati impatti significativi in termini di numero e/o durata delle ordinanze di non potabilità nell'anno (classe E). Rispetto ai dati rilevati per l'anno 2019 è possibile evidenziare, nel complesso, buoni miglioramenti in relazione alla qualità dell'acqua erogata, con un incremento delle gestioni che si collocano in classe A (29% della popolazione servita nel 2021 rispetto al 21% nel 2019) e un sensibile decremento delle gestioni che si collocano in classe D (10% della popolazione servita nel 2021 rispetto al 21% nel 2019).

FIG. 5.13 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"

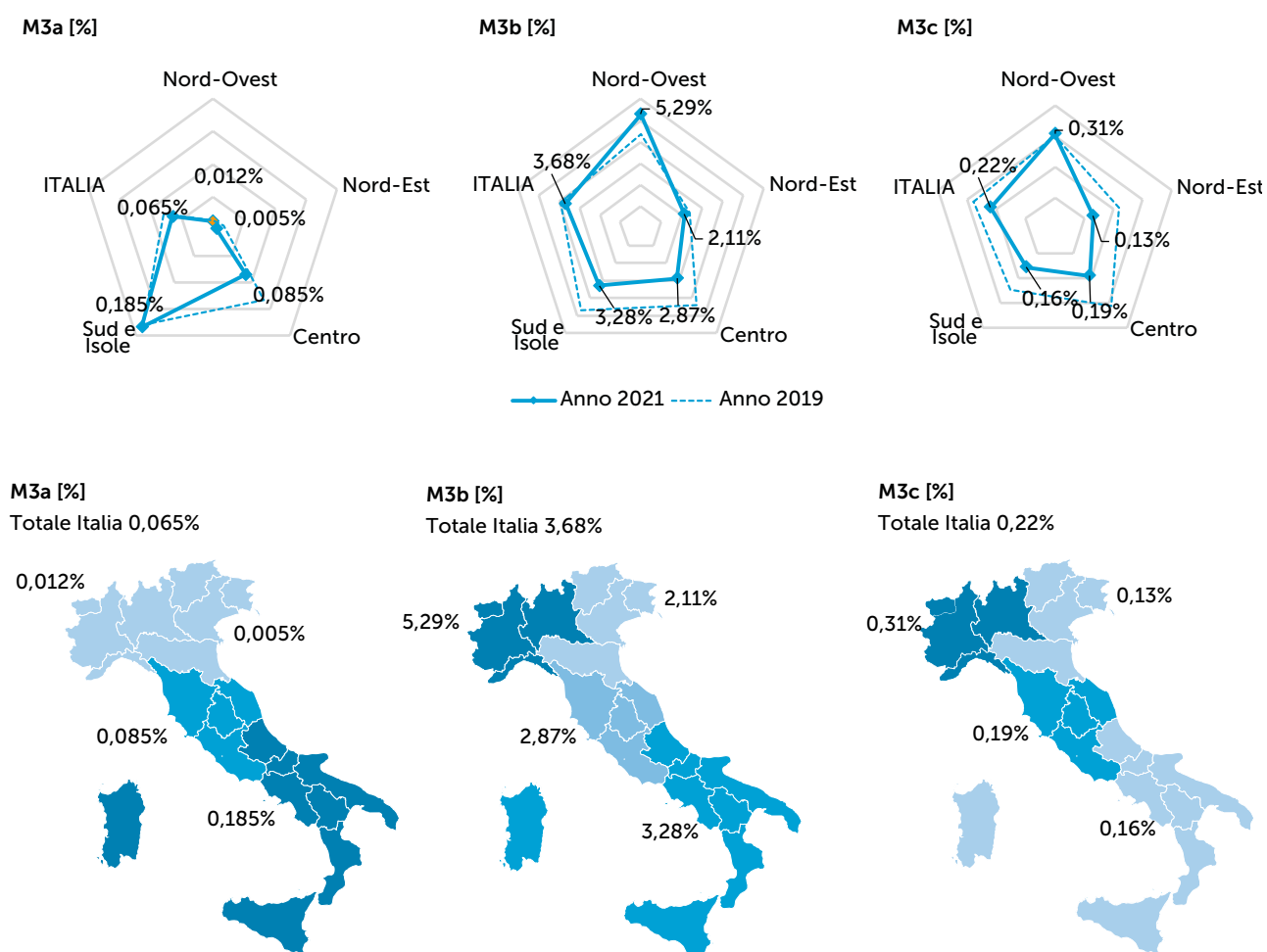


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Si evidenzia, inoltre, un tasso trascurabile di gestioni per le quali si sono rilevate problematiche legate ai prerequisiti associati al macro-indicatore M3, essendo presente una sola piccola gestione per la quale è stata dichiarata l'assenza sia del prerequisito attinente alla conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita, in termini di adempimento alle procedure di verifica della qualità dell'acqua stabilite dal decreto legislativo 31/2001, sia del prerequisito riferito alla disponibilità e affidabilità dei dati per la quantificazione del macro-indicatore.

A livello nazionale, per l'indicatore M3a "Incidenza delle ordinanze di non potabilità" si osserva un valore medio dello 0,065%, in lieve diminuzione rispetto ai valori medi indicati nella precedente *Relazione Annuale*; si notano, inoltre, valori medi del 3,68% per M3b "Percentuale dei campioni non conformi" e dello 0,22% per M3c "Percentuale dei parametri non conformi", anch'essi lievemente in diminuzione rispetto alla precedente rilevazione (Fig. 5.14). Su base territoriale, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area centro-meridionale, nonostante si comincino ad apprezzare miglioramenti in relazione alle aree centrali. Nell'anno considerato, inoltre, sembra emergere un peggioramento legato a fenomeni di inquinamento delle acque con diffusa emanazione di ordinanze di non potabilità nell'area meridionale del Paese, rispetto a quanto rappresentato per l'anno 2019 (linee tratteggiate). Per quanto concerne gli indicatori sul tasso di non conformità dei campioni (M3b e M3c), si notano segnali di miglioramento, in particolare per il Centro e il Nord-Est. Si evidenzia tuttavia un peggioramento nel dato medio dell'indicatore M3b rilevato nell'area Nord-Ovest, motivato da taluni gestori che hanno rilevato episodi di contaminazioni legate a parametri microbiologici ricompresi nella Parte C dell'allegato 1 del decreto legislativo 31/2001 (cosiddetti parametri indicatori).

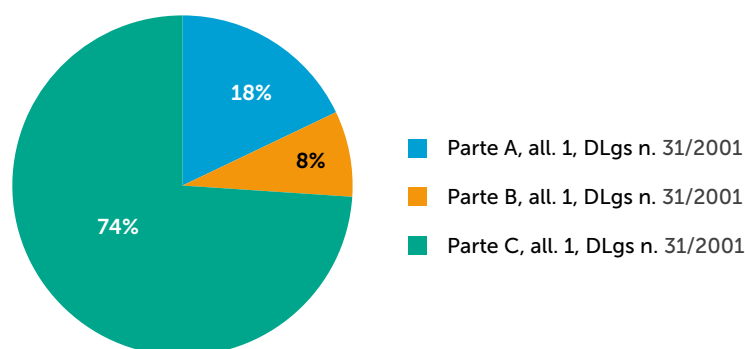
FIG. 5.14 Valori medi degli indicatori M3a "Incidenza delle ordinanze di non potabilità", M3b "Percentuale dei campioni non conformi" e M3c "Percentuale dei parametri non conformi" per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

In Italia, la normativa di riferimento sulla qualità delle acque destinate al consumo umano è costituita dal già citato decreto legislativo n. 31/2001, nelle more dell'applicazione delle novità recentemente introdotte con la direttiva 12 dicembre 2021, n. 2184, che abroga e rifonda la direttiva 98/83/CE. Al fine di svolgere i controlli sulla qualità delle acque, la normativa classifica i parametri oggetto di verifica in microbiologici, chimici e indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B e C¹⁰ dell'allegato 1 al medesimo decreto. Nella compilazione dei prospetti relativi all'indicatore M3c è richiesto di distinguere i parametri per i quali si è riscontrata una non conformità secondo la classificazione stabilita dal citato decreto. In relazione ai dati 2021, si osserva (Fig. 5.15) che l'incidenza maggiore di non conformità si rileva per i parametri indicatori (74%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici (18%) e chimici (8%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nella precedente *Relazione Annuale*.

¹⁰ 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 di tipo sia chimico sia microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore.

FIG. 5.15 Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Servizio di fognatura

Al fine di valutare e incentivare il continuo miglioramento delle *performance* tecniche conseguite dai gestori per il servizio di fognatura, l'Autorità ha introdotto nella RQTI il macro-indicatore "Adeguatezza del sistema fognario" (macro-indicatore M4), con lo scopo di minimizzare l'impatto ambientale derivante da un'inadeguata infrastruttura fognaria o da una carente gestione della medesima. Tale macro-indicatore è costruito come combinazione di tre indicatori semplici:

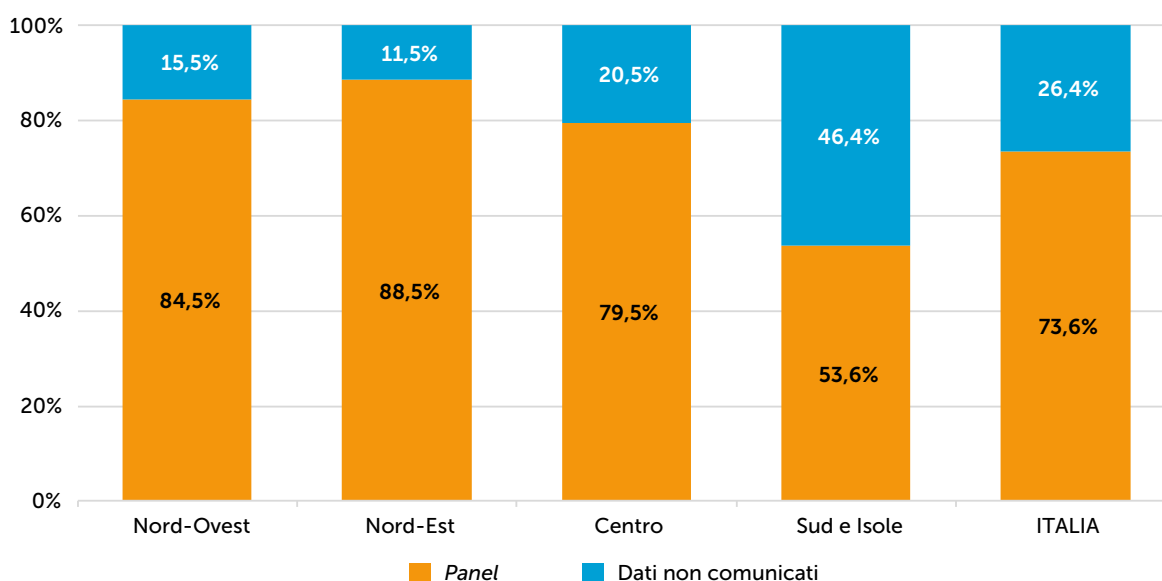
- M4a "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura", ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena", definito 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, e il numero totale di scaricatori gestito.

Per il servizio fognario, l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: i) il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore; ii) il secondo è volto a premiare tutte le realtà che non presentano profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di collettamento delle acque reflue, dal momento che prevede l'esclusione dal meccanismo incentivante di tutte le realtà in cui siano presenti agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE e non ancora dichiarati conformi¹¹, con particolare riferimento al servizio di fognatura.

11 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 (artt. 4, 5 e 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei 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). Ai fini delle valutazioni sul prerequisito, per gli anni 2020 e 2021, dovevano essere considerate le due cause C-251/17 e C-85/13. 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.

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2021, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 136 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 73,6% della popolazione residente italiana (42,6 milioni di abitanti)¹². 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'80% e il 90% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 54% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.16), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alla precedente rilevazione, anche in riferimento alle gestioni di tale area geografica.

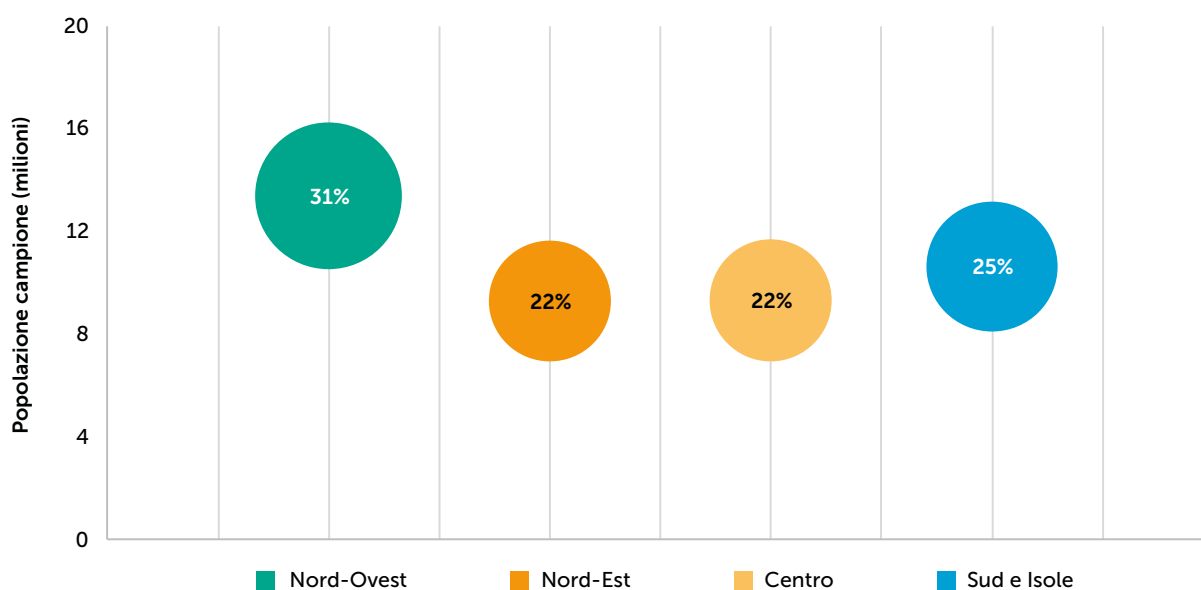
FIG. 5.16 Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

Nella 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 5.2: circa il 31% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 22% è rappresentata da gestioni operanti nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 25% nell'area Sud e Isole.

¹² 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.

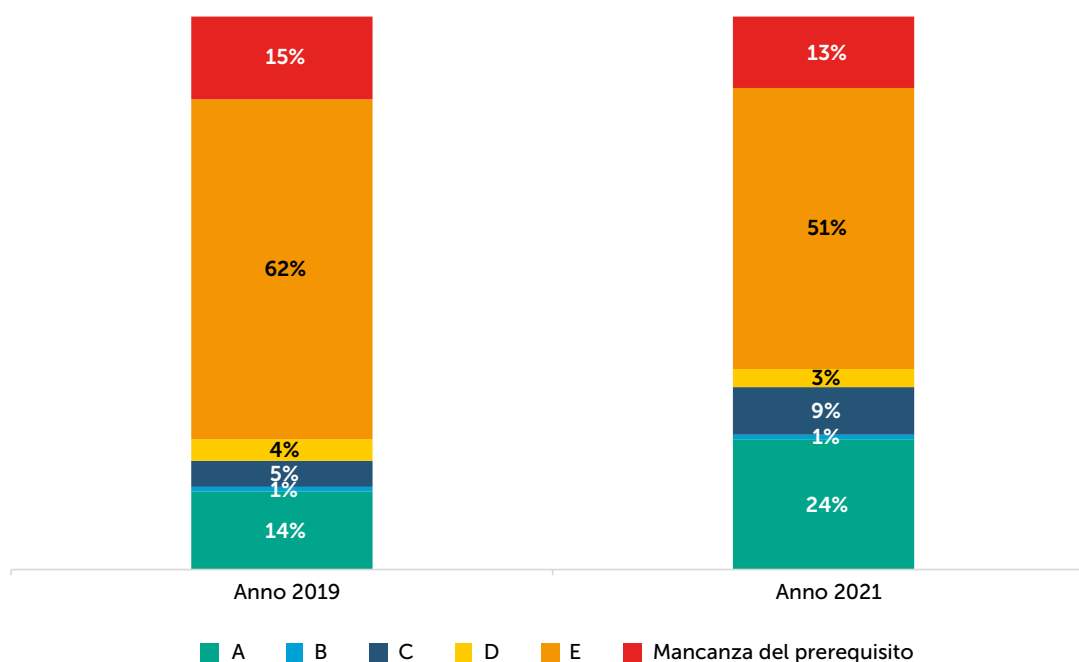
FIG. 5.17 Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, la situazione relativa alla distribuzione della popolazione servita, nelle cinque classi individuate per il macro-indicatore M4, è mostrata nella figura 5.18. Rispetto ai dati mostrati nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile notare un miglioramento nelle *performance* complessivamente conseguite dai gestori, con un significativo incremento delle gestioni che si collocano nella classe A (dal 14% della popolazione servita nel 2019 al 24% nel 2021) e un'analoga riduzione delle gestioni che si posizionano nella classe peggiore (classe E)¹³. Si conferma, inoltre, un'incidenza non trascurabile di gestioni per le quali si rileva ancora il mancato conseguimento di uno o di entrambi i prerequisiti associati al macro-indicatore M4 (13%). Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sei 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 1,4 milioni di abitanti serviti, il 99% 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 cinque (per un totale di 4,2 milioni di abitanti serviti, interamente collocati nell'area Sud e Isole), delle quali quattro 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 cinque, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 640.000. Considerando che il carico inquinante generato nei territori nei quali i gestori svolgono il servizio è pari a circa 7 milioni di AE, il carico inquinante relativo ai territori oggetto di condanna è pari al 9%.

¹³ La classe A comprende le gestioni in grado di garantire una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, unitamente a un parco scaricatori di piena totalmente conforme alla normativa vigente e a un tasso di controllo degli scaricatori di piena superiore al 90%. La classe B include le gestioni che hanno ottenuto le medesime *performance* in merito agli allagamenti o sversamenti delle gestioni in classe A e alla conformità normativa degli scaricatori di piena, ma non hanno raggiunto il tasso minimo di controllo degli scaricatori pari al 90%. La classe C include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi non superiore al 20%. La classe D include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi superiore al 20%. La classe E coinvolge le gestioni che presentano una frequenza di allagamento o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km di rete gestita.

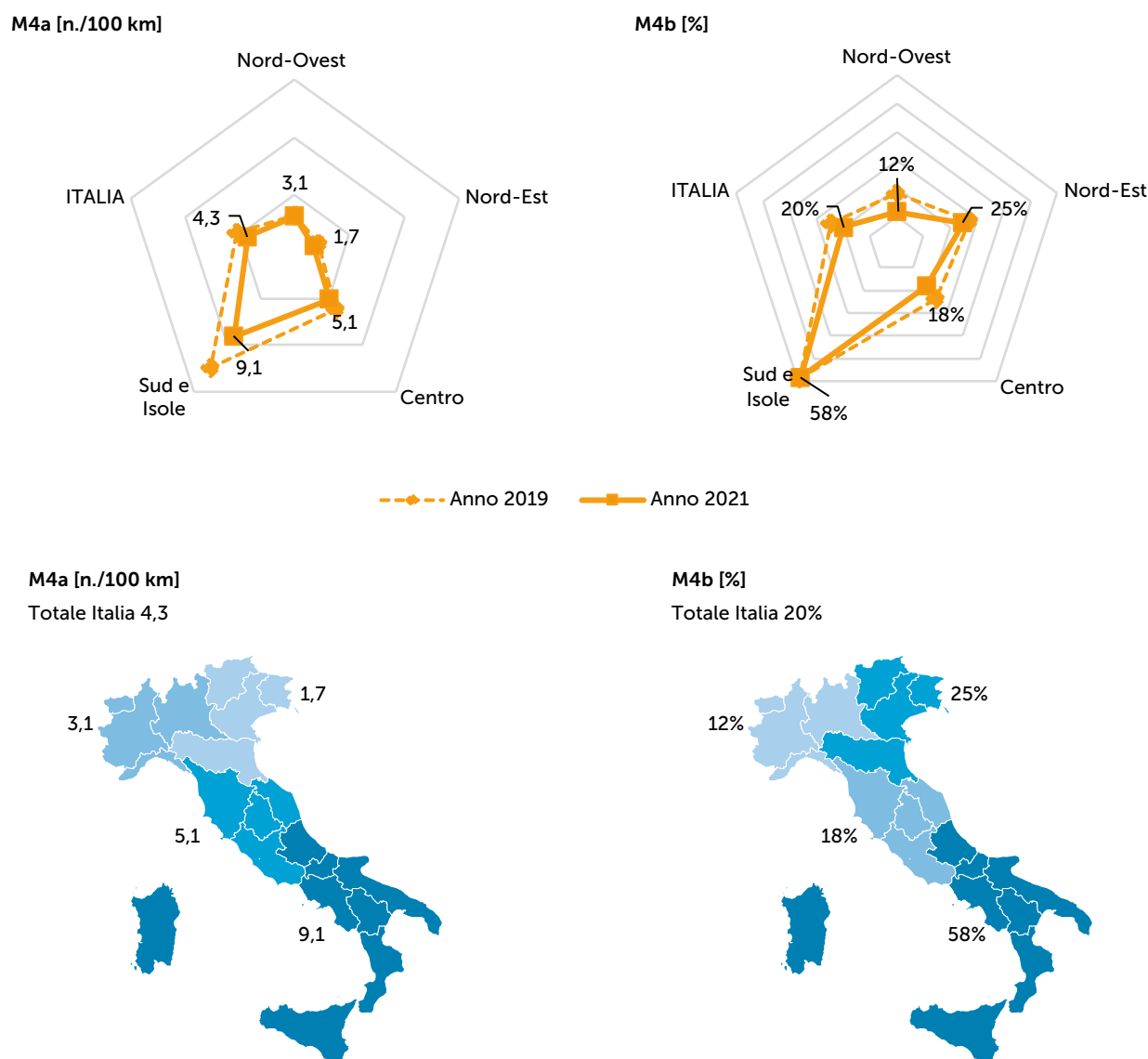
FIG. 5.18 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

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 4,3 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando dal Nord, al Centro, al Sud e Isole. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 20% degli scaricatori di piena risulta non ancora adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza più che doppia 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 14%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si nota un graduale miglioramento complessivo rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale* 2021 (linee tratteggiate nella figura 5.19).

FIG. 5.19 Valori medi degli indicatori M4a "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura" e M4b "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena" per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

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.

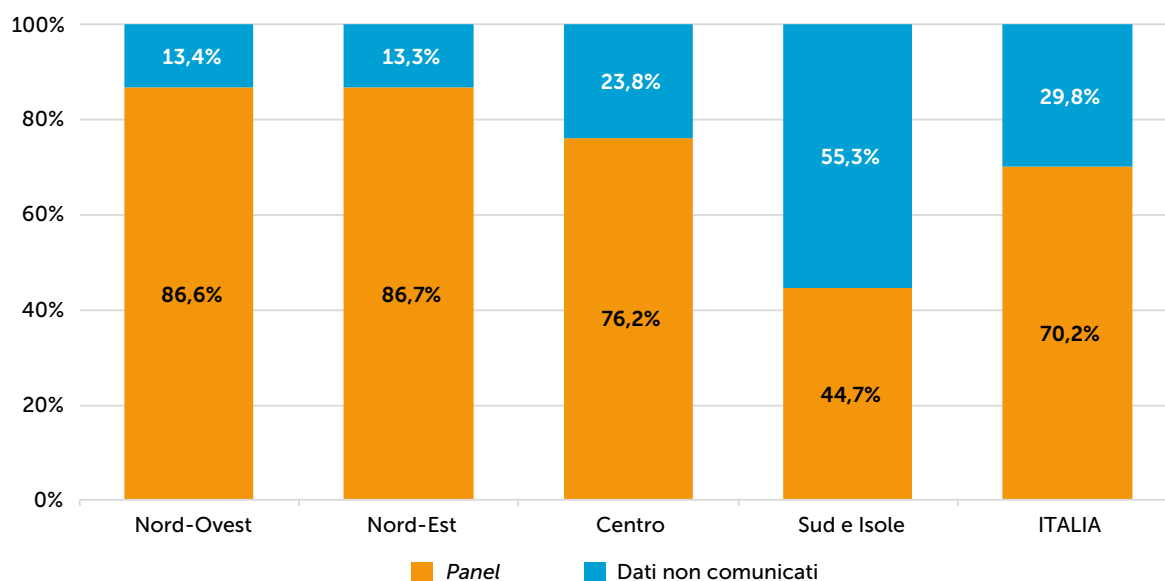
Come già rappresentato per il servizio di fognatura, l'accesso al meccanismo incentivante per i citati macro-indicatori è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili per il calcolo degli stessi; il secondo volto a intercettare tutte le realtà che presentano profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue, ovvero in cui siano presenti agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE e non ancora dichiarati conformi.

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla gestione dei fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 133 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 70,2% della popolazione residente italiana (40,6 milioni di abitanti)¹⁴.

Come mostrato anche nei precedenti paragrafi, 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 il 76% e l'86% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 45% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.20), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto in particolare nel paragrafo relativo all'acquedotto. Sono comunque da apprezzare gli sforzi compiuti in questi anni dai soggetti preposti alla raccolta e alla validazione dei dati, dal momento che è possibile notare un incremento della popolazione servita da gestori operanti nelle zone del Sud e delle Isole.

FIG. 5.20 Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

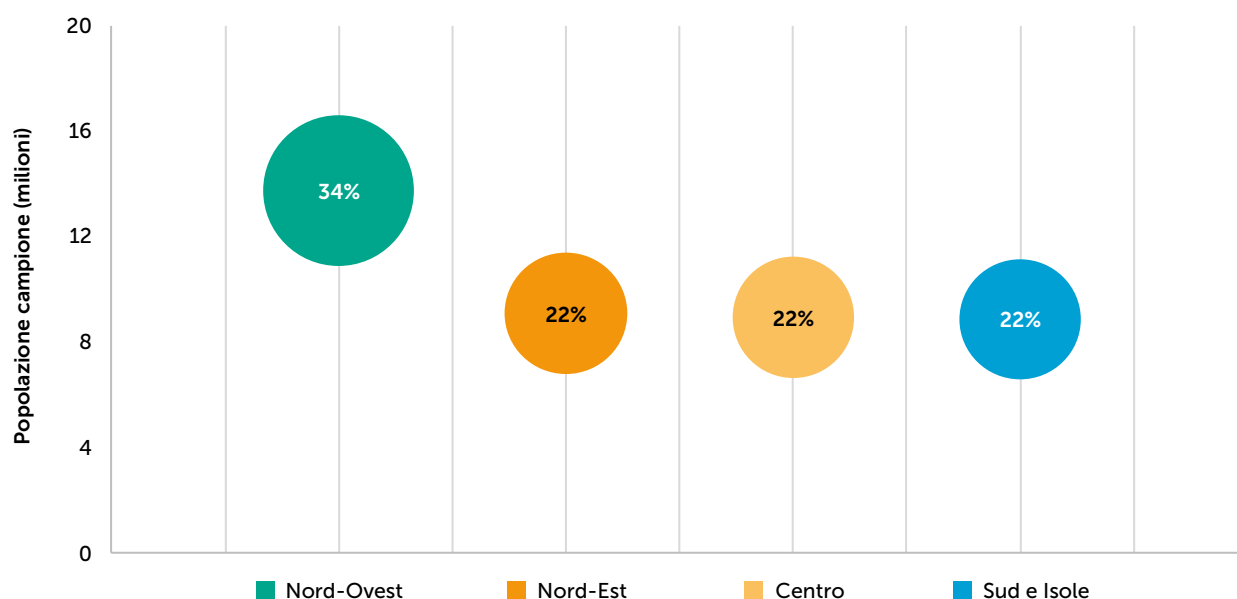


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

¹⁴ Rispetto al *panel* analizzato nel paragrafo relativo al servizio di acquedotto, sono state escluse le gestioni che non svolgono anche il servizio di depurazione, e sono state aggiunte quelle che svolgono il servizio di depurazione ma non quello di acquedotto. Non sono stati inclusi i gestori che, pur avendo dichiarato di svolgere il servizio di depurazione, hanno fornito dati con elevate carenze informative.

Nella figura 5.21 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: circa il 33% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 22% è rappresentata da gestioni operanti nelle regioni del Nord-Est, del Centro e nell'area Sud e Isole. Rispetto ai campioni analizzati per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

FIG. 5.21 Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica



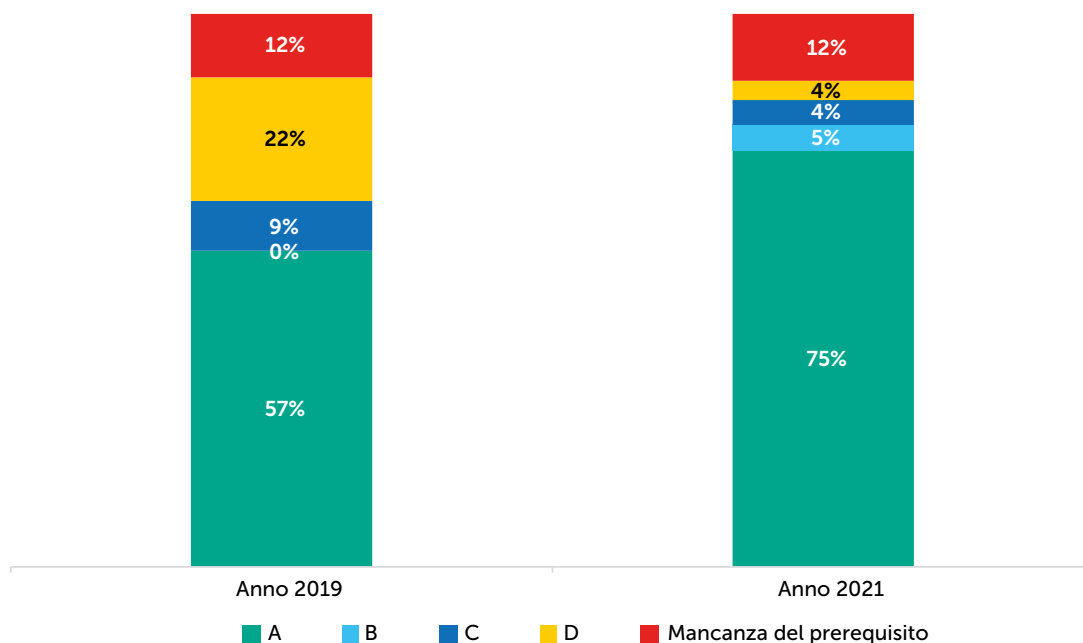
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

All'interno del *panel* considerato, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M5, per un totale di circa 500.000 abitanti serviti. 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. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono sette (per un totale di 4,5 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono nove, per un totale di circa 760.000 abitanti equivalenti (AE). Considerando che il carico inquinante generato nei territori nei quali i gestori svolgono il servizio è pari a circa 7,3 milioni di AE, il carico inquinante relativo ai territori oggetto di condanna è pari al 10%.

Il macro-indicatore M5 è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fango da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti. In merito alle *performance* conseguite per questo indicatore, dalla figura 5.22 emerge un sensibile incremento – rispetto ai dati del 2019 – della popolazione servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15%, e una contestuale riduzione della popolazione servita da gestori che si posizionano nella classe D, che si contraddistingue per un tasso di smaltimento in discarica uguale o superiore al 30% del quantitativo di fanghi prodotti. Si nota, inoltre, un incremento della popolazione servita da gestori che si collocano nella classe B, che corrisponde a quantitativi di fanghi avviati in discarica compresi tra il 15% e il 30% e caratterizzati da un tenore di sostanza secca almeno pari al 30%. La medesima figura mostra, inoltre, una sostanziale stabilità – rispetto ai dati del 2019 – della percentuale di popolazione

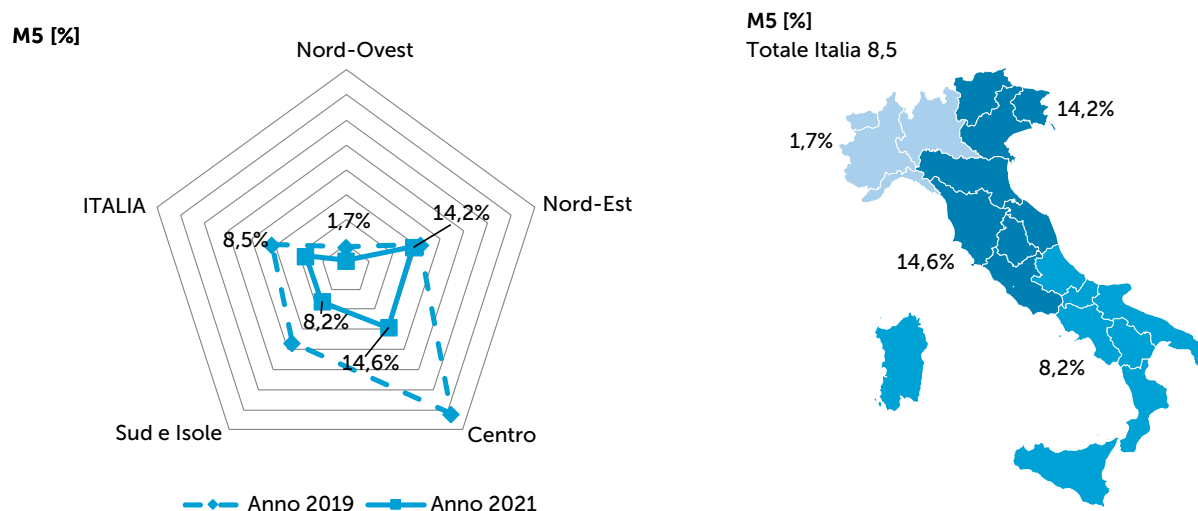
servita da gestioni prive dei prerequisiti sulla conformità alla normativa sulle acque reflue ovvero sulla qualità e disponibilità dei dati (pari al 15%), mettendo comunque in luce le già riferite criticità infrastrutturali legate al servizio fognario-depurativo.

FIG. 5.22 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 (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

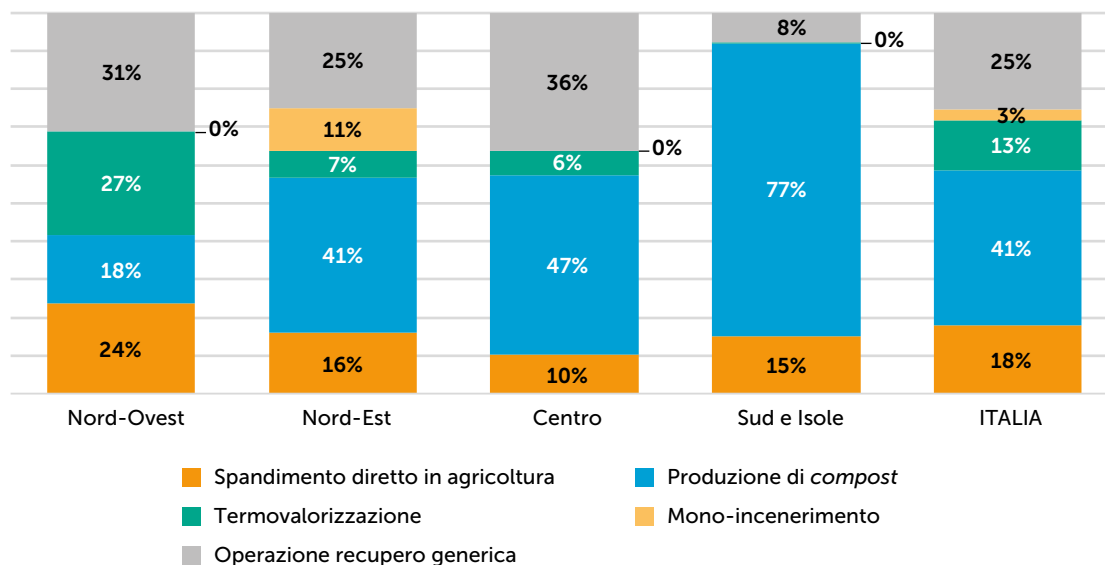
Con riferimento all'anno 2021, a livello nazionale il conferimento in discarica dei fanghi di depurazione è stato pari all'8,5% dei fanghi di depurazione complessivamente prodotti (in riduzione rispetto al dato medio rilevato nel 2019, pari al 15,6%), pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.23: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari all'1,7%), si notano valori prossimi al 14% per il Nord-Est e per le regioni del Centro e un dato allineato alla media nazionale per la zona meridionale e insulare (8,2%). In tutte le aree del Paese, si sono registrati decisi miglioramenti rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2021* (linea tratteggiata della figura 5.23), con miglioramenti particolarmente marcati soprattutto nel Centro Italia. Occorre tuttavia rammentare la scarsa rappresentatività del campione per l'area geografica Sud e Isole (che rappresenta il 45% della popolazione residente nella medesima area, come mostrato nella figura 5.20).

FIG. 5.23 Valori medi dell'indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Rispetto alla precedente rilevazione, a livello medio nazionale l'attività prevalente per il recupero dei fanghi si conferma l'impiego per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni, sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica – *compost*), mentre risulta contenuta l'operazione di riutilizzo come co-combustibile in impianti quali inceneritori o cementifici. Si osserva, inoltre, un ricorso non trascurabile a soluzioni di recupero energetico dei fanghi quali la termovalorizzazione (Fig. 5.24). Per finire, si conferma il ricorso a forme di recupero non specificate, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" secondo quanto stabilito dall'allegato C alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (di seguito: DLgs 152/2006), per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessive avviate a recupero.

Le modalità di recupero adottate a livello locale risultano piuttosto diversificate, dal momento che si nota una netta prevalenza del ricorso a usi agricoli per i gestori del Sud e delle Isole, mentre emerge l'impiego di impianti di co-incenerimento con recupero energetico (termovalorizzazione) oppure di mono-incenerimento, con particolare riferimento ai gestori del Nord.

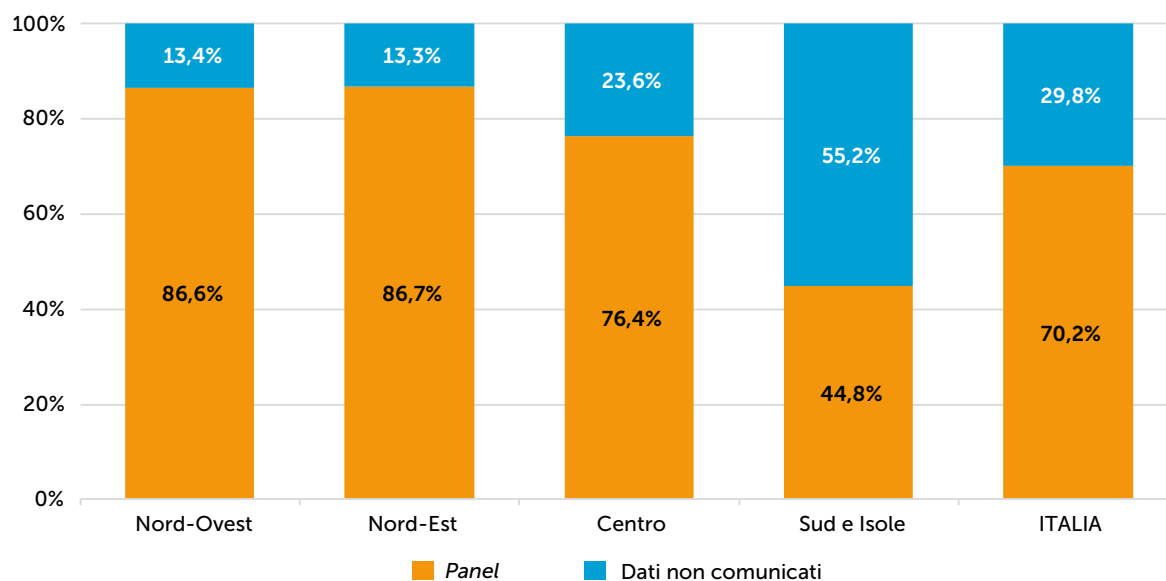
FIG. 5.24 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

Qualità dell'acqua depurata

Mentre il macro-indicatore M5 precedentemente descritto ha lo scopo di monitorare gli avanzamenti nella gestione dell'attività di depurazione con riferimento ai fanghi prodotti dal trattamento depurativo, il macro-indicatore M6 è stato introdotto con la finalità di valutare le *performance* relative agli impianti di depurazione, con specifico riferimento alla cosiddetta "linea acque", in considerazione dell'impatto collegato allo scarico delle acque reflue depurate nell'ambiente. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del DLgs 152/2006 per i parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili, per uno o entrambi i parametri di cui alla tabella 2 del medesimo decreto.

Nel seguito, verranno mostrate le principali risultanze emerse per l'anno 2021 da un campione composto da 130 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 70,2% della popolazione residente italiana (40,7 milioni di abitanti). La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del Paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso per gli altri macro-indicatori analizzati, 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. 5.25). 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 2000 AE, oppure inferiore a 10.000 AE se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dall'RQTI stessa.

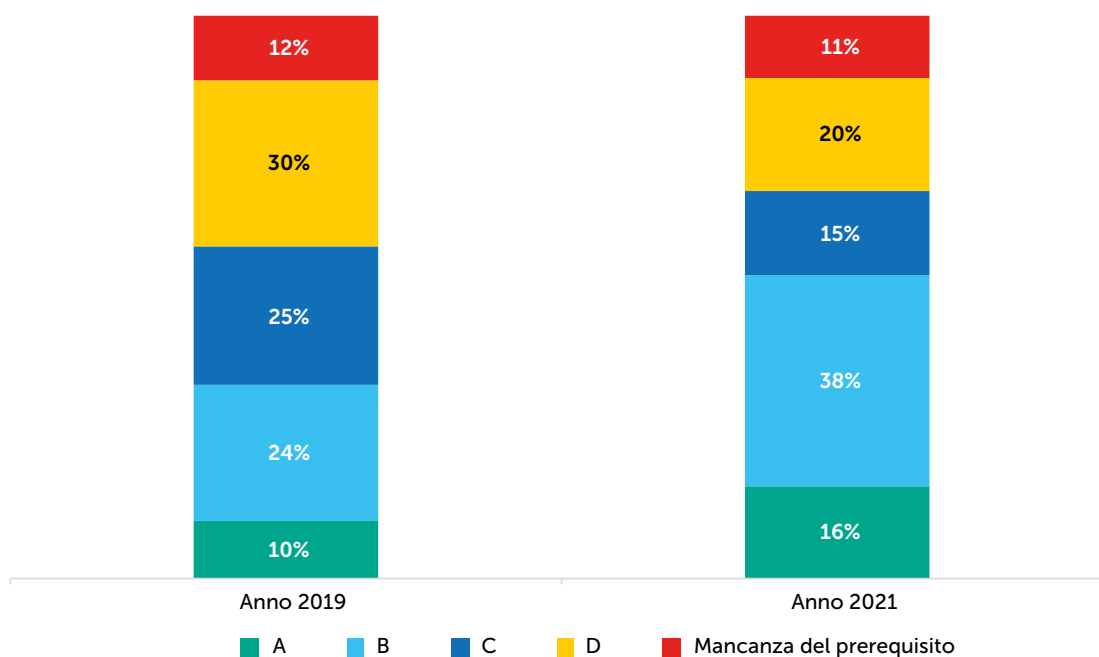
FIG. 5.25 Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

I dati relativi alla distribuzione della popolazione sottesa ai gestori che appartengono alle differenti classi previste per il macro-indicatore M6 (Fig. 5.26) mostrano un miglioramento nei risultati conseguiti rispetto al 2019, con il 16% della popolazione servita da gestori per i quali si riscontrano condizioni ottimali di qualità dell'acqua depurata (classe A, caratterizzata da un tasso di superamento dei limiti nei campioni di acque reflue inferiore all'1%); il 38% e il 15% del campione si collocano rispettivamente nelle classi B e C, caratterizzate da un tasso di superamento dei limiti compreso tra l'1% e il 5% e tra il 5% e il 10%; il 20% della popolazione è servito da gestori per i quali si riscontra un tasso di superamento dei limiti superiore al 10% (classe D)¹⁵. Infine, per l'11% degli abitanti si rileva il mancato conseguimento del prerequisito, precedentemente descritto, relativo alla presenza di agglomerati oggetto di condanna per mancato recepimento della normativa sul trattamento delle acque reflue ovvero del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati per la determinazione del macro-indicatore.

¹⁵ Occorre ricordare che il macro-indicatore è determinato prendendo in considerazione tutti i superamenti puntuali dei limiti stabiliti per i parametri fissati nelle tabelle 1 e 2 del DLgs n. 152/2006, includendo anche i superamenti consentiti dalla normativa ambientale per valutare la conformità di un impianto. Pertanto, il posizionamento nella classe peggiore per gran parte delle gestioni non implica necessariamente una condizione di non conformità degli impianti gestiti. Ciononostante, a tali gestioni è richiesto uno sforzo ulteriore per conseguire il miglioramento ambientale sotteso al macro-indicatore in oggetto.

FIG. 5.26 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)

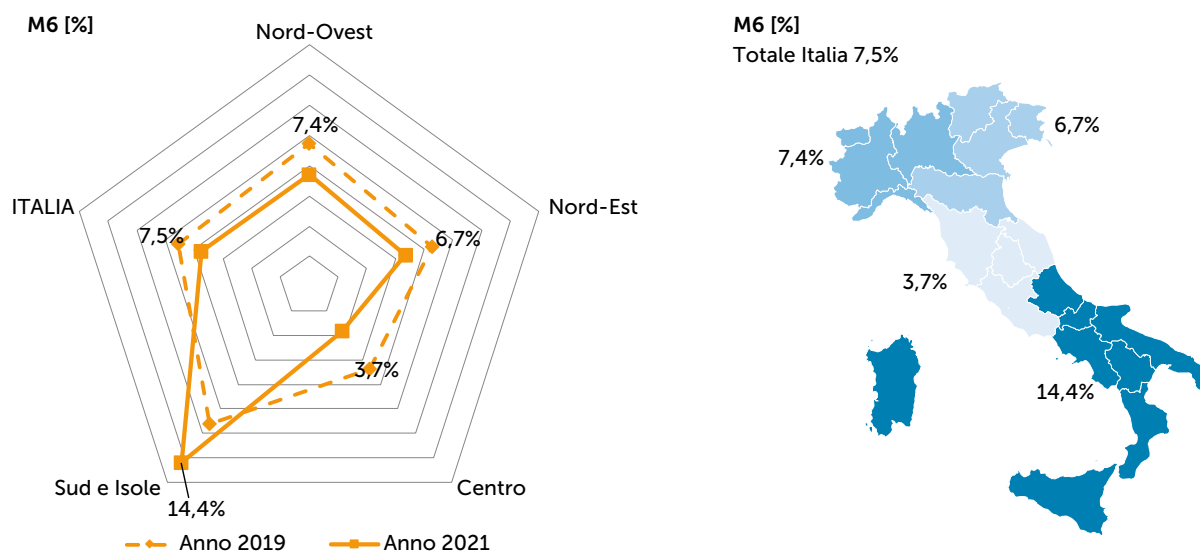


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

All'interno del *panel* considerato, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M6, per un totale di circa 70.000 abitanti serviti. 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. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono otto (per un totale di 4,5 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole)¹⁶. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono dieci, per un totale di circa 770.000 abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 7,3 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 10% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

Per l'anno 2021, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari al 7,5% e mostra una riduzione rispetto al valore medio dell'anno 2019 di circa due punti percentuali (Fig. 5.27). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2021* (linea tratteggiata di Fig. 5.27), si notano miglioramenti per le gestioni di tutte le aree geografiche, eccetto che per le gestioni che si collocano al Sud e Isole, probabilmente a causa di affinamenti sulle metodologie di determinazione dei campioni da considerare nella determinazione del macro-indicatore, oltre che dell'allargamento del campione.

¹⁶ Con riferimento al campione relativo al macro-indicatore M6, il numero di gestioni che presentano il mancato rispetto del prerequisito sulla conformità alla direttiva 91/271/CEE non coincide con il numero indicato per la medesima criticità nell'analisi svolta sul macro-indicatore M5, dal momento che in quest'ultimo campione una gestione è risultata esclusa per effetto di gravi carenze nella compilazione dei dati.

FIG. 5.27 Valori medi dell'indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

L'anno 2021 è stato caratterizzato dallo sblocco delle prime linee di finanziamento del pacchetto *Next Generation* EU che hanno interessato il servizio idrico integrato; si tratta, nello specifico:

- della linea M2C4 – I4.1 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), rivolta al finanziamento di interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico;
- dell'asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e reti" 2014-2020 (PON IeR), nell'ambito del programma REACT-EU, avente a oggetto "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", destinato a un gruppo di regioni localizzate nel Sud Italia e nelle Isole (Molise, Campania, Puglia, Calabria, Sicilia), finanziato con le risorse del pacchetto REACT-EU.

Tali misure hanno consentito l'allocazione di una prima quota di risorse a specifici progetti, contribuendo alla spesa per investimenti del settore per circa 1,5 miliardi di euro (rispetto a un valore di risorse complessivamente stanziato di 2,5 miliardi¹⁷), in attesa che si concludano le attività propedeutiche al rilascio di ulteriori 1,5 miliardi di euro di risorse destinati al sostegno di interventi per la digitalizzazione delle reti e riduzione delle perdite idriche e all'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria).

Sempre nel campo delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno del settore idrico, nel 2021 (e nel primo semestre del 2022) sono proseguite 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

17 Risorse che sono in parte destinate, per l'investimento 4.1, anche a infrastrutture di altri servizi idrici, in particolare i servizi irrigui.

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 a fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e adeguamento delle infrastrutture idriche.

Nel frattempo, nel corso del 2021, nell'ambito delle istruttorie inerenti agli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il periodo 2020-2023, ai sensi della delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, recante il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3), sono proseguite le attività di verifica del Programma degli interventi (PdI), elaborato per ciascuna gestione, che costituisce uno degli atti di cui si compone lo specifico schema regolatorio, e del Piano delle opere strategiche (POS), introdotto dal metodo in parola, per tenere conto degli effetti di lungo periodo di eventuali opere di rilevanza strategica, le quali, essendo caratterizzate da rilevante complessità tecnica, hanno tempistiche di realizzazione pluriennali che superano il periodo regolatorio. Contestualmente, l'Autorità ha potuto consolidare le proprie analisi rispetto alle priorità della pianificazione nel periodo in esame, potendo beneficiare di un campione più rappresentativo rispetto a quello della precedente *Relazione Annuale*.

Nei successivi sottoparagrafi saranno fornite le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle richiamate istruttorie inerenti alla predisposizione degli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il periodo 2020-2023, ai sensi della citata delibera 580/2019/R/idr. Infine, si darà conto dell'avanzamento dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del Piano nazionale e delle prime risultanze dell'avvio dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation EU*.

Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini delle predisposizioni tariffarie 2020-2023

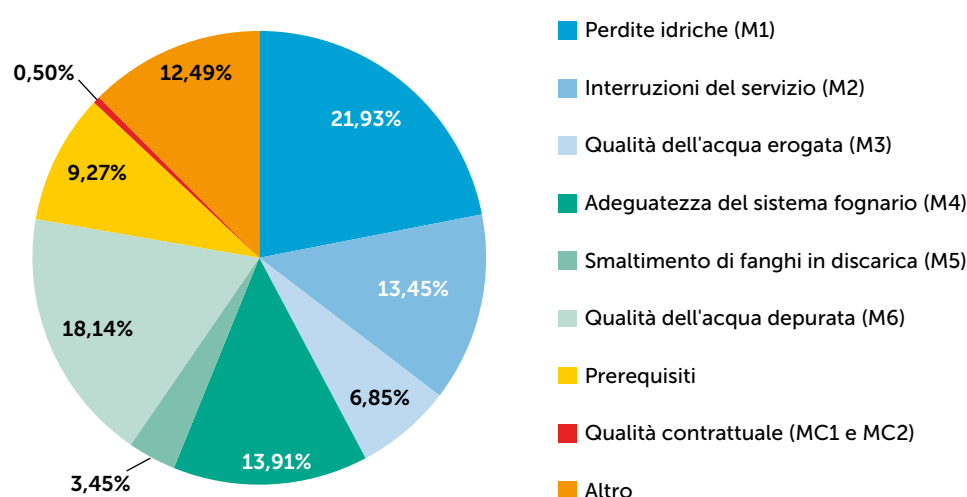
L'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2020-2023 è stata condotta a partire da un campione che include tutte le gestioni con PdI rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 580/2019/R/idr alla data del 30 aprile 2022, nonché gli operatori 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 determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta, nello specifico, di 141 gestioni che servono complessivamente 50.228.334 abitanti; si osserva un significativo incremento del campione rispetto alla scorsa *Relazione Annuale*, legato principalmente al recupero delle pianificazioni di 23 gestioni del Sud e delle Isole, che servono 11,4 milioni di abitanti¹⁸.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il periodo 2020-2023 dai PdI analizzati (Fig. 5.28), non evidenzia significativi cambiamenti nell'ordine di priorità delle pianificazioni rispetto alle valutazioni della scorsa *Relazione Annuale*, eccetto che per l'incremento del peso complessivo degli investimenti volti al superamento dei prerequisiti, determinato dall'apporto delle gestioni del Sud e delle Isole. Si conferma la prevalenza nelle pianificazioni degli investimenti finalizzati al contenimento dei livelli di perdite

¹⁸ Il campione di analisi utilizzato nella *Relazione Annuale* 2021 si componeva di 94 gestioni che servivano complessivamente 35.285.671 abitanti.

idriche (macro-indicatore M1), che pesa ancora per quasi il 22% degli investimenti programmati, seguiti, in ordine di priorità di obiettivo, dagli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6) e per l'adeguamento del sistema fognario (M4), che si attestano rispettivamente al 18,1% e al 13,9%. L'incidenza delle misure volte a ridurre le interruzioni idriche (intercettate dal macro-indicatore M2, per il quale il meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica troverà prima applicazione dal biennio 2020-2021) è pari al 13,45% del fabbisogno totale. Continua a ridursi 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 a estensioni della copertura del servizio ed efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori). Cresce il peso degli interventi destinati al superamento 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 direttiva¹⁹.

FIG. 5.28 Distribuzione degli investimenti programmati per gli anni 2020-2023



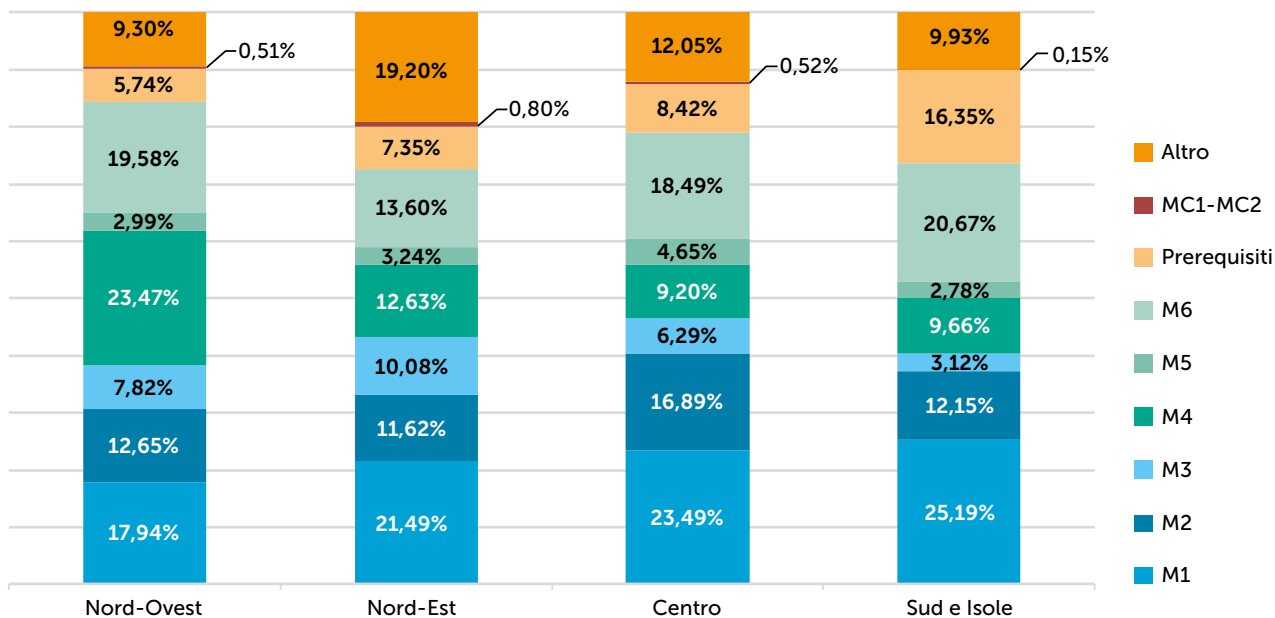
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

Analizzando la distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.29), emerge chiaramente l'impatto nelle aree del Sud e delle Isole degli interventi finalizzati al conseguimento dei prerequisiti, rappresentati in particolare dalla necessità di superare le infrazioni comunitarie nei servizi di fognatura e depurazione, che assorbono quasi un quinto del fabbisogno totale. In termini generali di servizio, il quadro nazionale si presenta eterogeneo, con una forbice contenuta tra investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (42,37%) e investimenti previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (45,99%), seppure con significative differenze nelle singole aree geografiche: nel Nord-Ovest, nel Sud e nelle Isole è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Nord-Est e nel Centro vi è una netta prevalenza di investimenti nella fase di acquedotto. A livello di singoli obiettivi di qualità tecnica, l'area nella quale si concentra la quota maggiore di investimenti volti alla riduzione delle perdite è quella del Sud e delle Isole (circa un quarto del fabbisogno totale), seguita dal Centro, mentre nel Nord-Ovest il fabbisogno di investimenti destinato all'adeguatezza del sistema fo-

¹⁹ Si fa riferimento, in particolare, alla procedura di infrazione europea 2017/2181 (si veda anche la figura 5.40).

gnario si colloca abbondantemente sopra la media, e, insieme al miglioramento della qualità dell'acqua depurata, supera le risorse allocate al macro-indicatore M1.

FIG. 5.29 Distribuzione degli investimenti programmati nel terzo periodo regolatorio per area geografica (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

La maggiore rappresentatività del campione ha permesso all'Autorità di approfondire le proprie analisi in merito all'utilizzo del Piano delle opere strategiche (POS), al primo periodo di applicazione, al fine di compiere una valutazione (anche a livello di area geografica) sulla capacità (e sulla possibilità) dei gestori e degli Enti di governo dell'ambito di adottare pianificazioni di medio-lungo termine, anche in considerazione della disponibilità di fonti di finanziamento (da tariffa e da contributo pubblico).

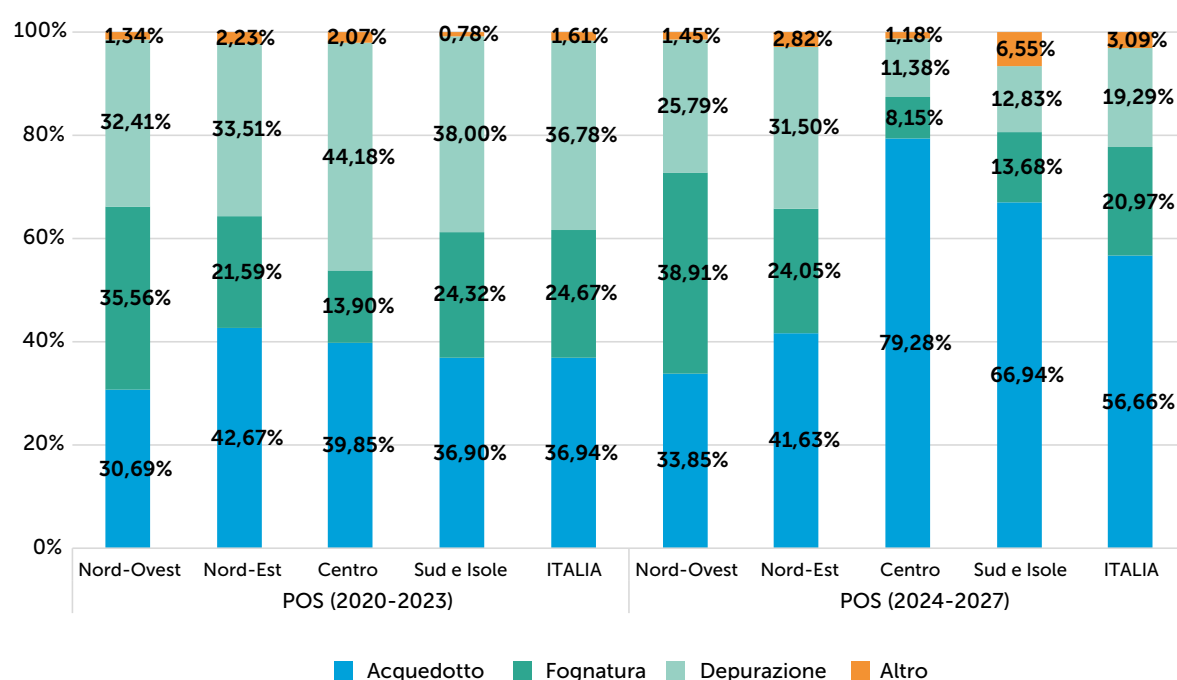
Nel corso delle istruttorie delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2020-2023, l'Autorità ha potuto consolidare le proprie valutazioni in merito alle scelte di pianificazione da parte degli Enti di governo dell'ambito, che hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi atti una serie di opere finalizzate principalmente:

- alla messa in sicurezza e/o alla realizzazione di acquedotti e di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di tratti di adduzione e di distribuzione dell'acqua proveniente da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici con valenza sovrambito;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione dei 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 AE a impianti di depurazione esistenti come richiesto dalla direttiva 91/271/CEE in materia di acque reflue.

Il fabbisogno di opere strategiche complessivamente espresso nel campione di Piani analizzati ammonta a circa 10,3 miliardi di euro nel periodo 2020-2027 (equivalenti a 205,7 euro/abitante); di questi, poco più di 4 miliardi (38,96%) sono imputati nel primo quadriennio 2020-2023 e costituiscono oltre un terzo del fabbisogno totale contenuto nei Pdl censiti. Tali opere sono concentrate prevalentemente nella fase di approvvigionamento e

distribuzione (47,11%) con un peso differente a livello di area geografica: crescente nel Sud e nelle Isole (65,55% nei sette anni di Piano) e nel Centro (55,23%), più contenuto nel Nord Italia, in cui è inferiore al valore delle opere pianificate nelle fasi di raccolta e depurazione delle acque reflue (che pesano fino al 59% nel Nord-Ovest). A livello di singolo obiettivo di qualità tecnica, la quota maggiore di risorse nel medio-lungo termine è destinata alla riduzione delle interruzioni idriche (soprattutto nel Centro, in cui pesano il 47,5%); le perdite restano obiettivo prioritario nel Sud e nelle Isole (31,5%), mentre nel Nord Italia si può osservare una concentrazione di risorse sul miglioramento della qualità dell'acqua depurata (Nord-Est) e sull'adeguatezza del sistema fognario (Nord-Ovest). La distribuzione temporale degli interventi pianificati nei POS differisce tra il quadriennio regolatorio 2020-2023 e quello successivo: prendendo in considerazione il primo periodo, si conferma (come illustrato nella scorsa *Relazione Annuale*) il peso maggiore del servizio di fognatura e depurazione (rappresentato per la quasi totalità dalla realizzazione delle opere di collettamento e dalla realizzazione di impianti di depurazione, anche al fine di adeguare il servizio negli agglomerati oggetto di procedura di infrazione), giungendo al 61,5% del totale. Tale distribuzione è confermata, estendendo l'analisi a livello di area geografica (Fig. 5.30), in maniera più marcata nel Nord-Ovest, in cui le opere strategiche pianificate nei servizi di fognatura e depurazione pesano per quasi il 68% sul totale. Nel successivo quadriennio 2024-2027 si ha invece un'inversione della tendenza, caratterizzata da una maggiore spinta degli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione (che sale al 57% rispetto alla precedente rilevazione), trainata da interventi di realizzazione e ottimizzazione di nuovi schemi acquedottistici, tramite interconnessioni e realizzazioni di nuove adduttrici. Si ritiene che la piena efficacia e la capacità di finanziamento delle opere strategiche contenute nel POS potrà risentire positivamente, nei prossimi anni, dell'applicazione delle linee di finanziamento del PNRR descritte in premessa al presente paragrafo, atteso che, al fine di rispondere all'esigenza di ordinata configurazione delle programmazioni nel servizio idrico integrato, gli Enti di governo dell'ambito dovranno recepire nel Pdl e nel POS le opere che saranno ammesse a finanziamento.

FIG. 5.30 *Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)*



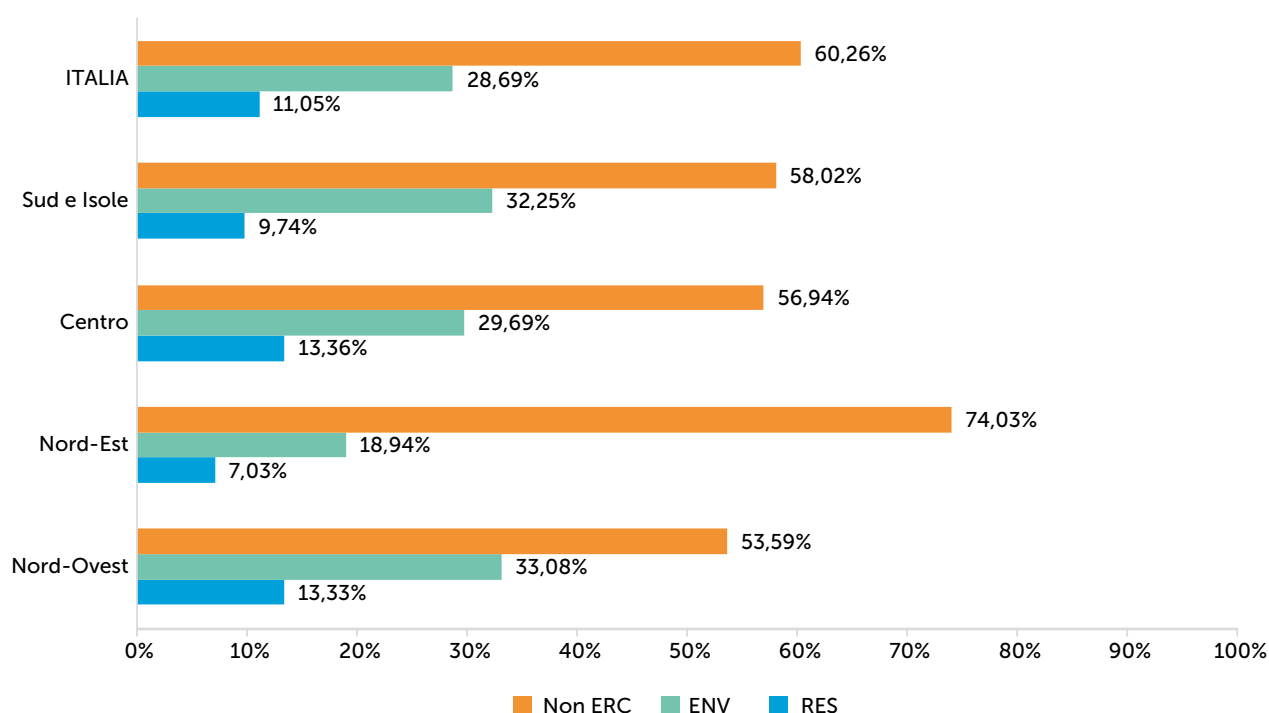
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

Già a partire dal 2021 sono state fornite delle prime evidenze in merito alla classificazione e valorizzazione dei costi delle immobilizzazioni all'interno della componente tariffaria a copertura dei costi ambientali e della risorsa (ERC), novità introdotta dal Metodo tariffario MTI-3 al fine di ricondurre detta componente a misure per la protezione e la salvaguardia delle fonti idro-potabili, nonché a interventi (anche di carattere infrastrutturale) per prevenire la riduzione e l'alterazione delle funzionalità proprie degli ecosistemi acquatici e per ripristinare il funzionamento degli ecosistemi acquatici stessi.

Dall'analisi dei Pdl trasmessi all'Autorità, rispetto a una valorizzazione di costi ambientali e della risorsa che si conferma (anche a seguito dell'estensione del campione di riferimento) quasi al 40% degli investimenti programmati per il periodo 2020-2023 (Fig. 5.31), si evidenzia che:

- i gestori del Nord-Ovest hanno qualificato come ERC una quota di investimenti maggiore rispetto alla media nazionale (circa il 46,4%), mentre le altre aree si attestano intorno a tale media, a eccezione del Nord-Est, nel quale solo il 26% delle risorse è stato ricondotto a costo ambientale;
- con riferimento alla distribuzione degli ERC tra le due componenti di costo ambientale (o *environmental cost*, componente ENV) e costo della risorsa (*resource cost*, componente RES), tutte le aree esprimono un peso maggiore della prima componente, rispecchiando la media nazionale per la quale il 72,18% degli investimenti in ERC è stato qualificato come costo ambientale (ENV) – facendo riferimento all'attività di depurazione, in particolare a interventi di realizzazione, potenziamento e adeguamento degli impianti di depurazione, o di singole sezioni degli impianti, nonché di rifacimento e realizzazione di collettori fognari a essi connessi, funzionali ad assicurare un'adeguata qualità della risorsa restituita all'ambiente – e il restante 27,82% è stato invece qualificato come costo della risorsa (RES) – attività di approvvigionamento e potabilizzazione, in particolare interventi aventi a oggetto opere di captazione (potenziamento sorgenti, realizzazione di nuove captazioni e adeguamento e potenziamento di quelle esistenti, sistemazione delle aree di salvaguardia), interventi su reti e impianti di adduzione e costruzione e potenziamento di impianti di potabilizzazione;
- rispetto a tali valori, il Sud e le Isole registrano la forbice più ampia tra le due componenti (riconducendo nella componente ENV il 76,8% degli investimenti valorizzati negli ERC), mentre nel Centro si ha una quota maggiore di opere riconducibili alla componente RES (poco sopra il 31% degli ERC espressi dall'area).

FIG. 5.31 Fabbisogno di investimenti espresso nei Pdl e nei POS per tipologia di costo ambientale sotteso e area geografica (in percentuale)

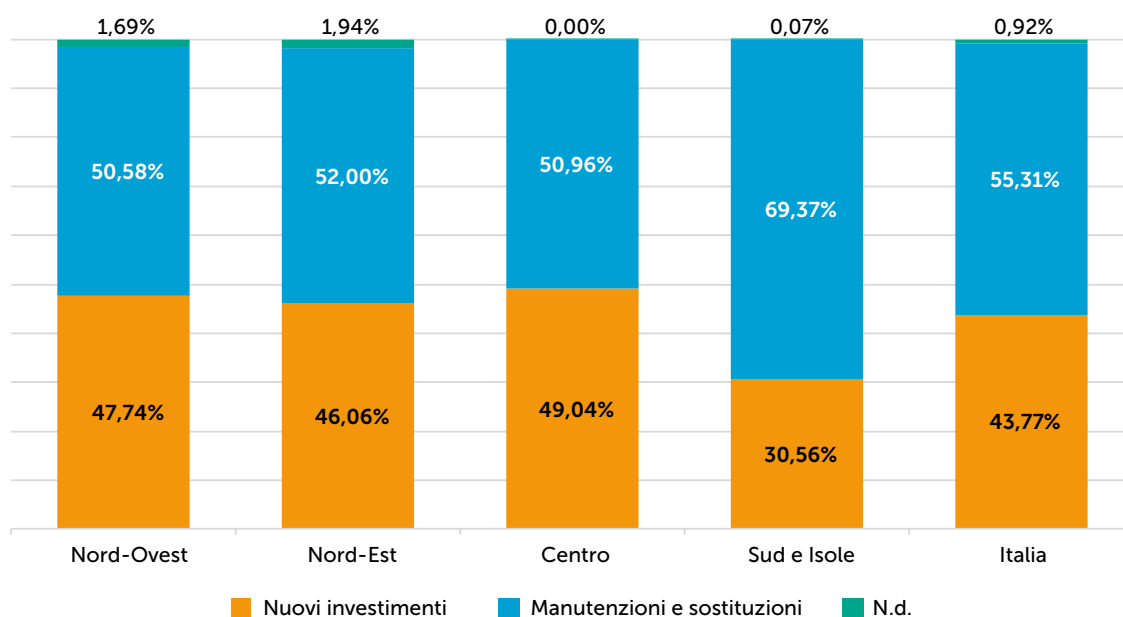


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi previsti (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), l'estensione del campione con le gestioni del Sud e delle Isole ha restituito, per il periodo regolatorio 2020-2023, un quadro simile a quello del 2018-2019, con oltre la metà del fabbisogno finanziario pianificato dagli Enti di governo dell'ambito che rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di interventi di manutenzione straordinaria (55,3%), gli investimenti in nuove opere al 43,8% (in lieve crescita rispetto al biennio precedente), e un ulteriore calo delle opere per le quali l'Ente di governo dell'ambito non ha indicato la tipologia o non ha dato una qualificazione univoca (0,92% del totale).

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per tipologia di opera a livello di area geografica (Fig. 5.32), emerge la particolare caratteristica delle pianificazioni del Sud e delle Isole rispetto alla media nazionale; infatti, nei rispettivi territori, gli investimenti in nuove opere pesano in media il 30,56% sul fabbisogno totale (mentre nelle altre aree geografiche oscillano tra il 46% e il 49%), dato che risente dell'incidenza in tali aree delle manutenzioni straordinarie; ciò può essere attribuibile in parte a una logica di pianificazione in alcuni contesti conservativa (con interventi di carattere emergenziale piuttosto che di potenziamento delle infrastrutture) e a un ritardo nella realizzazione di nuove opere, in particolare opere di collettamento e depurazione necessarie per conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE. Un contributo al recupero di tale divario per tali aree potrebbe essere fornito dall'implementazione delle misure del *Next Generation EU*, le quali nella maggior parte delle linee prevedono la realizzazione di nuove infrastrutture.

FIG. 5.32 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2020-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

La precedente *Relazione Annuale* ha dato all’Autorità l’occasione di effettuare per la prima volta un’analisi dettagliata sulle opere sottostanti a ciascun intervento che un Ente di governo dell’ambito prevede di realizzare all’interno del relativo Pdl per il raggiungimento di un determinato obiettivo di qualità tecnica, utilizzando come *proxy* per la categorizzazione di tali opere la tipologia di cespiti (seppure con la precisazione che taluni progetti integrati che riguardano diverse tipologie di immobilizzazioni potrebbero essere stati assegnati a quella prevalente)²⁰. Gli approfondimenti condotti per il medesimo periodo regolatorio sul campione allargato di gestioni hanno riportato le seguenti evidenze (rappresentate nella Fig. 5.33):

- 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) costituiscono la quota principale di fabbisogno di investimenti nel servizio idrico integrato, essendo funzionali – in diversa misura – al raggiungimento di tutti gli obiettivi di qualità tecnica²¹; a livello di area geografica, l’incidenza dei cespiti delle condotte di acquedotto è maggiore nel Nord-Est, mentre le condotte fognarie sono maggiormente rappresentate nel Nord-Ovest;
- per la riduzione delle perdite è confermata l’incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le prime sperimentazioni di *smart meters*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione²² della rete idrica, che acquisiranno negli anni un peso maggiore man mano che saranno completati gli interventi di digitalizzazione ammessi a finanziamento con le risorse del REACT-EU e del PNRR; nelle pianificazioni 2020-2023, a livello di area geografica tali opere incidono per una misura che varia dal 4% al 6%;

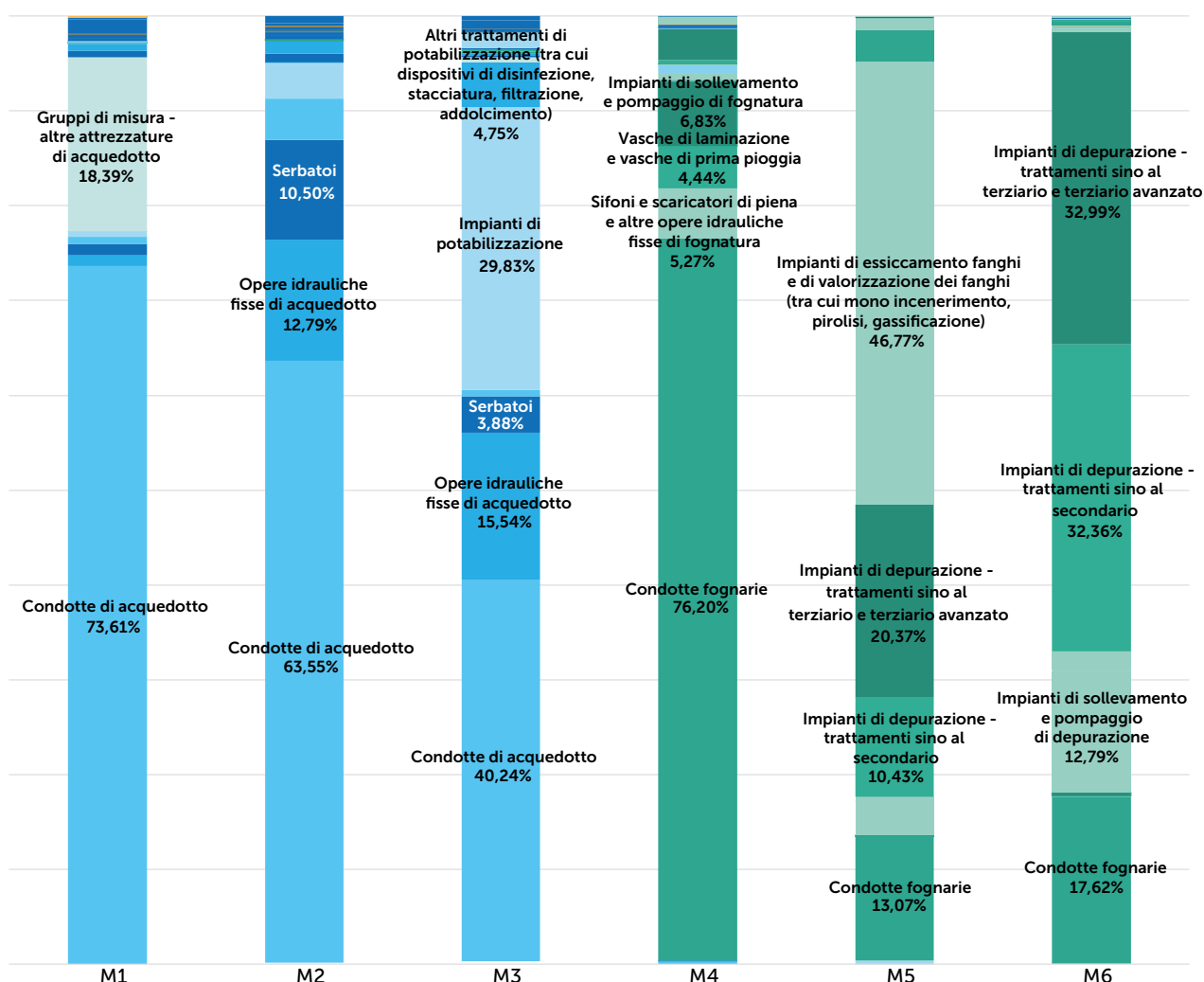
20 Con la delibera 580/2019/R/idr, l’Autorità, al fine di potere prefigurare una maggiore efficacia anche nell’impiego di strumenti gestionali più avanzati (*asset management*), ha rivisitato la classificazione e le vite utili dei cespiti al fine di ricondurre le infrastrutture alla pertinente attività (a partire dall’anno 2020 quale anno di realizzazione dei cespiti), distinguendole tra acquedotto, fognatura, depurazione e attività comuni, nonché identificando una corrispondenza tra la categoria di cespiti e il macro-indicatore o l’obiettivo da conseguire (cfr. art. 10 dell’allegato A alla delibera 580/2019/R/idr).

21 Nello specifico, per la depurazione, gli interventi aventi a oggetto le condotte fognarie sono spesso legati alla dismissione di piccoli impianti poco efficienti, con il contestuale collettamento dei reflui a impianti di dimensioni maggiori, con impatti positivi sulla qualità del refluo trattato.

22 Suddivisione della rete dell’acquedotto in porzioni ristrette tra di loro separate idraulicamente e per le quali, in particolare, sia ottimizzabile il controllo delle pressioni e delle portate in ingresso e in uscita.

- con riferimento agli obiettivi di riduzione delle interruzioni idriche (macro-indicatore M2) e al miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3) assumono rilievo (come illustrato anche nella precedente *Relazione Annuale*) interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione) e di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento e pompaggio, oltre agli impianti di potabilizzazione, che pesano per circa un terzo del fabbisogno di investimenti legato al macro-indicatore M3 (riferito a interventi di potenziamento degli impianti di potabilizzazione e/o di singoli trattamenti, quali per esempio disinfezione, filtrazione, addolcimento);
- con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), quasi il 78% del fabbisogno interessa impianti di depurazione e nello specifico la linea di trattamento fanghi: 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), e impianti di trattamento (finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti);
- infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata, si riscontra un sostanziale equilibrio tra interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (33%), rispetto a impianti di trattamento secondario (32%); a livello di area geografica, a fronte di contesti nei quali risulta ancora prevalente il ricorso a impianti di depurazione con trattamento sino al secondario (in particolare nel Sud e nelle Isole, area in cui tali opere incidono per il 13,2% sul fabbisogno totale, mentre il peso dei trattamenti più avanzati si attesta al 6%), si osservano aree in cui l'adeguamento degli impianti passa per la quasi totalità da trattamenti più avanzati (come nel Nord-Ovest, in cui tali impianti pesano per il 15,2% sui cespiti totali, contro un impatto residuale degli impianti con trattamenti sino al secondario pari al 3,2%).

FIG. 5.33 Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario nel periodo 2020-2023 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

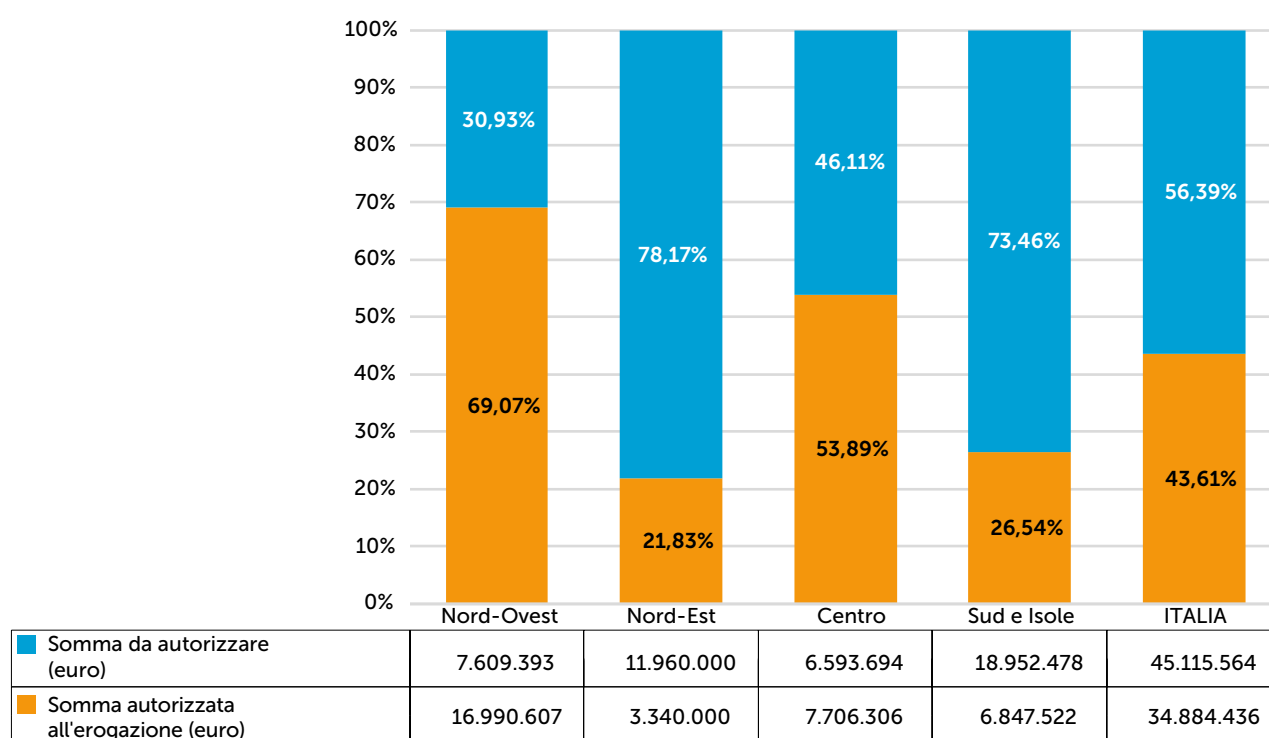
Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Nel corso del 2021 (e nella prima metà del 2022) l'Autorità, avvalendosi del supporto della Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: 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 205/2017²³ –, secondo le modalità previste dalla delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr, per recepire alcune semplificazioni legate alla situazione di emergenza sanitaria da Covid-19 e alla necessità di un maggiore coordinamento con gli obblighi di monitoraggio e di rendicontazione previsti dalla normativa vigente. Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale 2021*,

²³ 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 Annuale 2020*.

l'Autorità ha quindi provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, ad autorizzare l'erogazione di ulteriori 8.904.435,67 euro²⁴ (di cui 5.060.609,88 euro autorizzati nel 2021²⁵ e 3.843.825,79 euro nell'anno in corso). 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 34.884.435,67 euro (di cui 24.733.825,79 euro di competenza dell'anno 2019 e 10.150.609,48 euro di competenza dell'anno 2020), pari al 43,6% del finanziamento totale stanziato. Nella figura 5.34 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2022 (in coincidenza con l'ultimo provvedimento di autorizzazione a oggi approvato), distinto per area geografica. In particolare, emerge che nel Nord-Ovest oltre un terzo delle risorse assegnate dal Piano è stato autorizzato all'erogazione (grazie alla conclusione del finanziamento dell'unico progetto piemontese e all'erogazione del 64% dei finanziamenti ai gestori operanti in Lombardia), mentre nel Centro Italia è stata trasferita al soggetto beneficiario oltre la metà delle risorse previste. Registrano un maggiore ritardo nelle erogazioni le regioni del Nord-Est e del Sud Italia (in quest'ultima area risulta ancora erogata la sola prima quota di finanziamento), mentre nel corso del 2021 si è proceduto all'erogazione delle quote di finanziamento successive all'acconto per alcuni interventi della Regione Sicilia (per un ammontare pari al 33% del finanziamento totale).

FIG. 5.34 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2022)



Fonte: elaborazione ARERA.

24 Nel 2019, con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, l'Autorità aveva già autorizzato l'erogazione della prima quota con riferimento a 23 dei 26 interventi, proposti da 16 Enti di riferimento, per un importo totale di 14.540.000 euro, pari al 91% del valore complessivo della prima quota e al 18% del finanziamento complessivo 2019-2020; nel 2020 sono stati autorizzati complessivamente 11.440.000 euro, portando a completamento l'erogazione degli acconti per i restanti tre interventi (1.460.000 euro) e avviando l'erogazione delle quote successive per sette progetti trasmessi da sei Enti di governo dell'ambito (per complessivi 9.980.000 euro), dei quali 8.050.000 euro sono stati erogati con le modalità straordinarie di cui alla delibera 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, rappresentate nel Volume II della precedente *Relazione Annuale*.

25 Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni, si veda il Volume 2 della presente *Relazione Annuale*. A integrazione del richiamato Volume, le quote di erogazione autorizzate nel corso del 2022 sono state oggetto dei seguenti provvedimenti:

- la delibera 22 marzo 2022, 125/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15 proposto dalla Regione Marche, avente a oggetto "Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area", per un importo complessivo di 963.825,79 euro;
- la delibera 10 maggio 2022, 211/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 1 proposto dall'Autorità d'ambito n. 3 "Torinese", avente a oggetto "Realizzazione di interconnessione idraulica degli impianti di produzione di Rivoli e di Rosta (codice ATO n. 9792) – stralcio funzionale", per un importo complessivo di 2.880.000 euro.

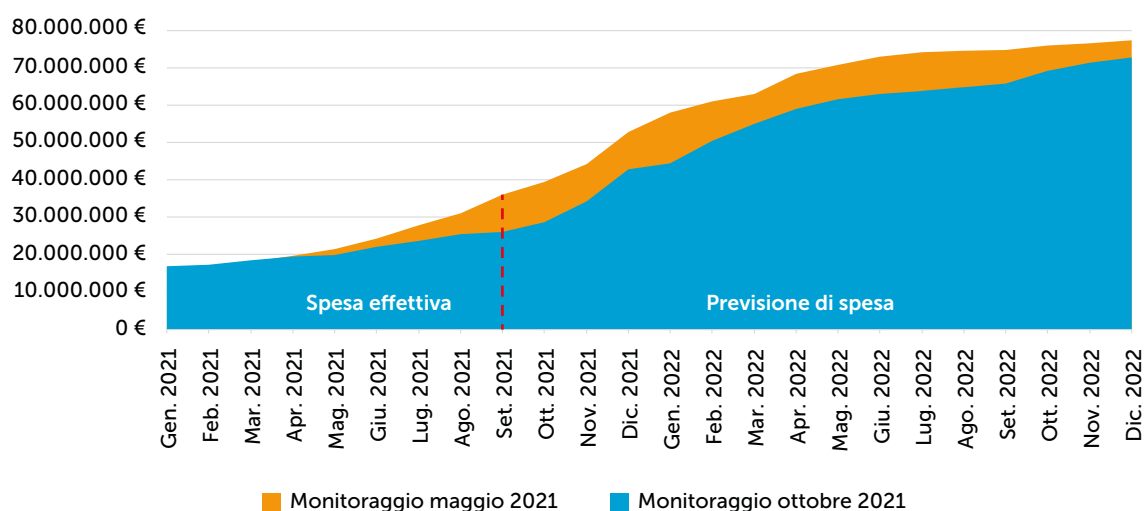
Le ultime autorizzazioni hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori tre interventi inclusi nell'elenco (nello specifico, un intervento localizzato nell'ATO di Pesaro-Urbino, uno relativo al territorio dell'ATO di Frosinone, e, da ultimo, il richiamato intervento individuato nell'ATO di Torino), portando in totale a 7 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 14.400.000 euro. Per due degli interventi conclusi, in fase di rendicontazione delle quote finali, sono state attestate economie di spesa pari a 406.844,38 euro. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 18.884.436 euro.

Il comma 5.3 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, come modificato dalla delibera 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, è 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"²⁶. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2021 e, in particolare, nell'ambito del più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre –, accanto all'avanzamento (e, in alcuni casi, alla conclusione) di una parte degli interventi finanziati, sono state evidenziate situazioni caratterizzate dal protrarsi dei ritardi già registrati nei mesi precedenti, dovuti soprattutto all'emergenza sanitaria da Covid-19, che non sono stati recuperati dai soggetti realizzatori nello scorso anno. Tali ritardi hanno comportato il rinvio al 2022 di quasi 30 milioni di euro di spesa che avrebbe dovuto essere effettuata (in base all'analisi dei cronoprogrammi tecnici e finanziari oggetto del precedente monitoraggio occorso nel 2020) entro il 2021, oltre al mancato soddisfacimento, per alcuni soggetti, del vincolo dell'80% della spesa totale del progetto finanziato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento (il cui impatto e gli effetti dal punto di vista regolatorio sono stati già illustrati nel Volume II della presente *Relazione Annuale*).

Nella figura 5.35 è illustrato l'impatto dei rallentamenti comunicati nell'avanzamento degli interventi tra gli ultimi due monitoraggi semestrali del 2021, ponendo a confronto i flussi di spesa (a consuntivo e previsionali) indicati nei cronoprogrammi trasmessi. La forbice tra le due curve tende ad ampliarsi negli ultimi mesi di consuntivo e a rimanere stabile fino al terzo trimestre del 2022 (evidenziando un ritardo medio di spesa tra i due monitoraggi di circa 10 milioni), per poi restringersi verso il termine del medesimo anno.

²⁶ 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.

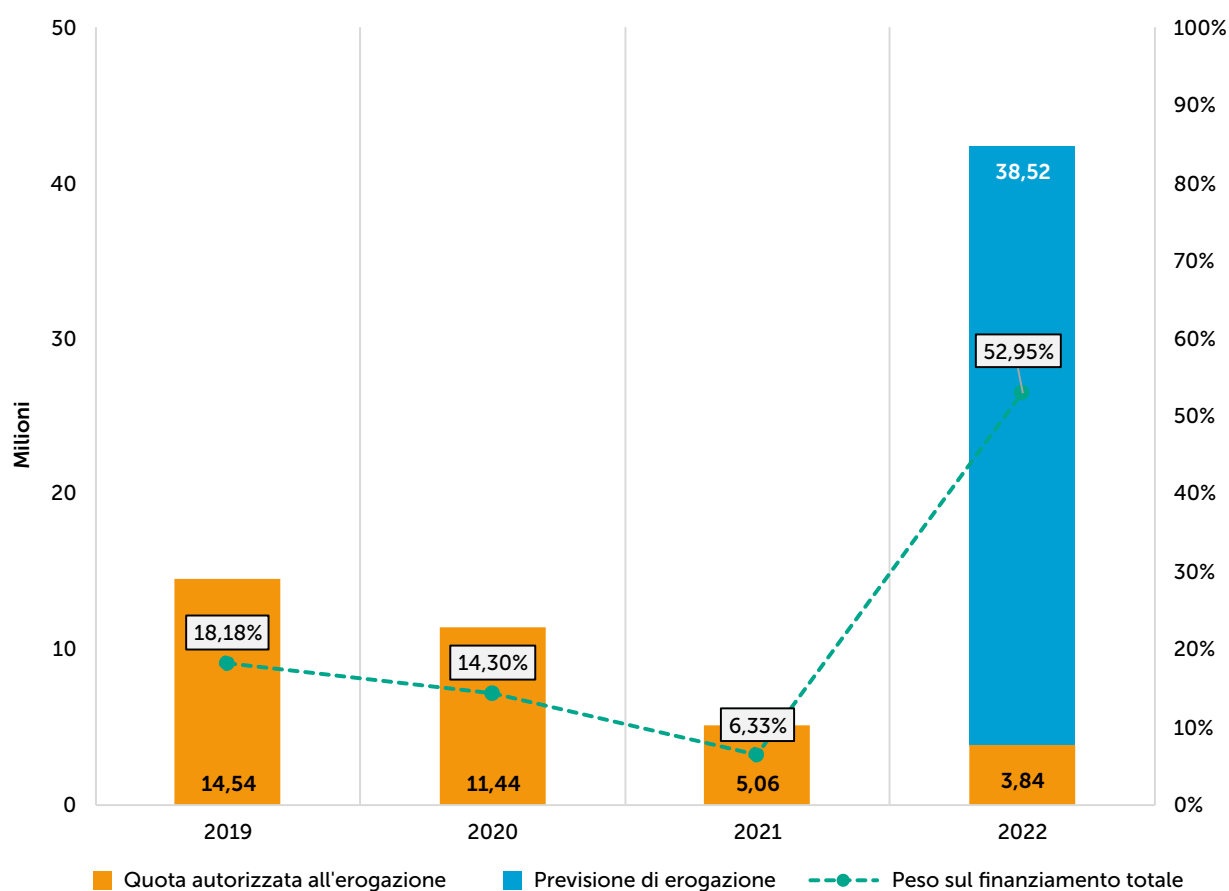
FIG. 5.35 Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Considerando, infine, lo sviluppo dei cronoprogrammi trasmessi, risulta che, a livello aggregato, la quota maggiore di spesa, per effetto dei riferiti ritardi sulle progettazioni e sui lavori, si concentrerà nel corso dell'anno 2022, considerando anche la necessità da parte di taluni soggetti di rispettare i termini delle diffide ad adempiere al vincolo di spesa dell'80% del finanziamento del Piano, approvate dall'Autorità tra la fine del 2021 e i primi mesi del 2022. Di conseguenza, in tale anno è prevista la quota maggiore di autorizzazioni all'erogazione (quasi il 53%, di cui una quota pari al 15,5% sarà effettivamente erogata nei primi mesi del 2023), che porterà complessivamente ad aver autorizzato entro il 31 dicembre del medesimo anno quasi il 92% del finanziamento totale previsto dal Piano (figura 5.36).

FIG. 5.36 Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Primi sviluppi delle linee di finanziamento previste dal pacchetto *Next Generation EU*: evidenze nel servizio idrico integrato

Come illustrato nella premessa al presente Capitolo, il 2021 ha visto l'implementazione di una parte delle linee di finanziamento definite dalle misure di supporto del *Next Generation EU* per i servizi idrici e in particolare il servizio idrico integrato. Nel presente paragrafo sono sintetizzati gli esiti delle prime due misure giunte a completamento nell'ambito della componente M2C4 del PNRR (investimento 4.1, "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico") e del PON Infrastrutture e reti (asse IV, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti") nell'ambito del programma REACT-EU.

Gli investimenti oggetto di finanziamento nell'ambito della misura M2C4 – I4.1 sono finalizzati, in particolare, a incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento idrico di importanti aree urbane, la sicurezza e la resilienza delle reti, compreso l'adattamento ai cambiamenti climatici, e la capacità di trasporto della risorsa idrica.

Il decreto del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili 16 dicembre 2021, n. 517 (di seguito: DM 16 dicembre 2021, n. 517) di approvazione degli interventi ammissibili a finanziamento include tre allegati, aventi

a oggetto altrettanti elenchi di interventi²⁷, il cui importo finanziato coincide con le risorse complessivamente assegnate dal PNRR alla linea di finanziamento in oggetto (2 miliardi di euro), ripartite come di seguito:

- allegato 1, contenente l'elenco di progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di risorse aggiuntive da programmare sul PNRR, pari a circa 900 milioni di euro;
- allegato 2, contenente l'elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere da programmare e da rendicontare sul PNRR, pari a circa 710 milioni di euro, di cui circa 240 milioni riconducibili alle risorse originariamente destinate, ai sensi dell'art. 1, comma 155, della legge 145/2018, alla sezione "acquedotti" del Piano nazionale di interventi nel settore idrico di cui al comma 517 della legge 205/2017, per il periodo di competenza del PNRR (2021-2026);
- allegato 3, contenente l'elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere già programmati da legislazione vigente, aventi caratteristiche che li rendono coerenti e imputabili sul PNRR, pari a circa 390 milioni di euro.

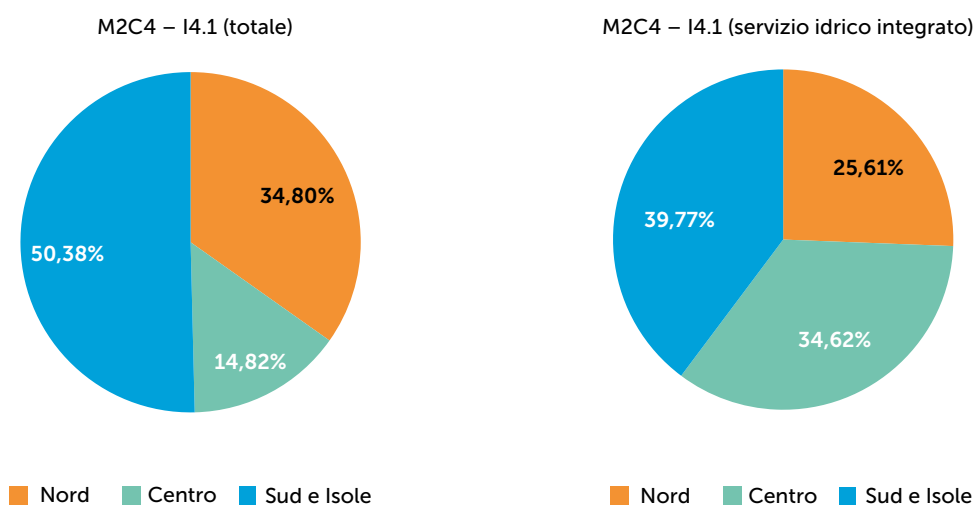
Gli interventi di cui ai richiamati elenchi sono assoggettati alle medesime regole di attuazione, che prevedono l'aggiudicazione dell'appalto per la realizzazione degli interventi entro il 30 settembre 2023 e il loro completamento entro il 31 marzo 2026 (pena la revoca del finanziamento) e sono realizzati dai soggetti attuatori individuati per ciascun intervento (prevalentemente gestori del servizio idrico integrato e consorzi di bonifica per gli interventi di carattere irriguo). Per quanto rileva per gli interventi afferenti al servizio idrico integrato, tali opere (indicate quali prioritarie nonché di alto valore strategico dai rispettivi Enti di governo dell'ambito nel territorio di competenza) sono riconducibili prevalentemente alle seguenti categorie:

- reperimento di nuove risorse idriche;
- rafforzamento delle interconnessioni tra schemi acquedottistici;
- incremento della disponibilità idrica;
- miglioramento della qualità dell'acqua prelevata.

Dal quadro complessivo degli elenchi emerge come le risorse stanziare (2 miliardi) permetteranno di attivare, per 124 progetti, una spesa per investimenti per complessivi 2,7 miliardi di euro. Analizzando la composizione degli elenchi, gli interventi attribuiti a gestori del servizio idrico integrato sono 61 e assorbono risorse per circa 843 milioni di euro (42,2% del totale), rispetto a un costo complessivo dei relativi progetti pari a 1,25 miliardi di euro. Occorre precisare che nell'elenco sono presenti anche interventi (i cui titolari sono, per esempio, regioni o enti regionali e interregionali) i cui effetti si possono riflettere su molteplici utilizzi della risorsa idrica, incluso quello del servizio idrico integrato. In termini di ripartizione geografica, a fronte di un quadro generale che vede oltre il 50% delle risorse destinate al Sud e alle Isole (che includono le tre regioni a cui sono destinati i maggiori finanziamenti: Campania, Sicilia e Sardegna) e poco meno del 15% nell'area del Centro, considerando gli investimenti destinati esclusivamente alle infrastrutture del servizio idrico integrato le differenze sono più contenute, con un'assegnazione di risorse per il 39,8% al Sud e alle Isole, per il 34,6% al Centro e per il 25,6% al Nord, e con maggiori risorse assegnate, nell'ordine, a Lazio, Sicilia e Piemonte (Fig. 5.37).

²⁷ Si rimanda al Volume II della presente *Relazione Annuale* per approfondimenti sul contributo dell'Autorità alla definizione degli elenchi di cui alla linea M2C4 – I4.1.

FIG. 5.37 Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.1 per area geografica: confronto tra risorse totali e risorse destinate esclusivamente al servizio idrico integrato (%)



Fonte: ARERA, elaborazione su allegati al DM 16 dicembre 2021, n. 517.

Per quanto riguarda la digitalizzazione delle reti (finalizzata alla riduzione delle perdite idriche), la Commissione europea, con decisione C(2021) 5950 del 6 agosto 2021, ha adottato un'integrazione al Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (di seguito anche: PON IeR), che si articola in cinque assi prioritari, tra i quali è incluso l'asse IV "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", (a cui fa riferimento l'Avviso pubblico di manifestazione di interesse per la formulazione delle proposte progettuali pubblicato dal MIMS, in qualità di titolare dell'asse – di seguito: Avviso), funzionale al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- ottenere una riduzione delle perdite nelle reti per l'acqua potabile;
- aumentare la resilienza dei sistemi idrici al cambiamento climatico;
- rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una "rete intelligente", per promuovere una gestione ottimale delle risorse idriche, ridurre gli sprechi e limitare le inefficienze.

Nell'Avviso è stato previsto che tali obiettivi siano conseguiti attraverso un percorso metodologico che stabilisce, in primo luogo, un adeguato monitoraggio dei parametri funzionali e un'attenta analisi del comportamento della rete, la sua distrettualizzazione, il controllo delle pressioni, la programmazione di attività di riduzione e controllo attivo delle perdite e l'individuazione dei tratti di rete da sostituire o riabilitare con l'identificazione del mix più appropriato di interventi (utilizzando le migliori tecnologie disponibili, le migliori pratiche internazionali e secondo i principi e gli indirizzi adottati dall'Unione europea), e misurati da specifici target, aventi a oggetto in particolare la riduzione percentuale delle perdite di rete e l'estensione dei chilometri di rete distrettualizzata.

Alla conclusione della finestra temporale per la partecipazione all'Avviso, gli Enti di governo dell'ambito competenti hanno trasmesso 35 progetti, per un importo complessivo di oltre 900 milioni di euro. Al termine dei lavori di verifica delle proposte da parte del Gruppo di valutazione (GdV), in data 7 marzo 2022, sul sito del PON IeR è stato pubblicato l'"Elenco definitivo delle operazioni ammesse". A valle dell'istruttoria portata avanti dal GdV sono stati finanziati i primi sette interventi in graduatoria (distribuiti tra Campania, Puglia e Sicilia), per un importo complessivo pari a 297 milioni di euro (rispetto ai 313 disponibili), che attiveranno investimenti per quasi 338

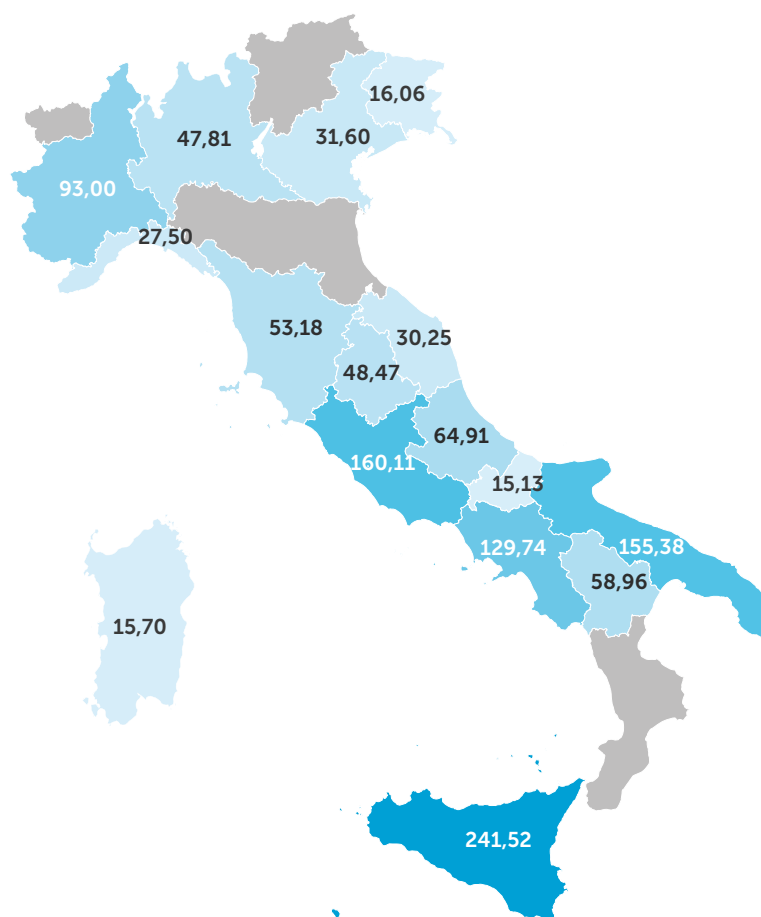
milioni (con una leva di co-finanziamento pari all'88%). I successivi 13 interventi in graduatoria (che esprimono un fabbisogno complessivo di 207 milioni di euro) sono stati valutati ammissibili ma non finanziabili per la saturazione delle risorse finanziarie disponibili ai sensi dell'art. 9.3 , lett. iii) dell'Avviso; alcuni di questi beneficeranno dell'ampliamento di risorse messo a disposizione dal PON IeR, pari a 169 milioni di euro, fino all'esaurimento del budget complessivo dell'Asse, rideterminato in 482 milioni di euro. Restano, infine, esclusi dal finanziamento 15 progetti, in particolare a causa del mancato possesso dei requisiti generali e specifici di cui all'art. 7 dell'Avviso, in ordine all'affidamento del servizio idrico integrato e all'ottemperanza alla regolazione *pro tempore* vigente.

Gli interventi ammessi a finanziamento ai fini dell'Avviso in parola hanno a oggetto le seguenti attività (o alcune di esse, a seconda del livello di avanzamento del progetto proposto):

- a) rilievo delle reti idriche e loro rappresentazione tramite GIS per procedere all'*asset management* dell'infrastruttura;
- b) installazione di strumenti *smart* per la misura delle portate, delle pressioni, dei livelli dell'acqua nei serbatoi e degli altri parametri eventualmente critici per la qualità del servizio erogato (per esempio parametri analitici dell'acqua);
- c) modellazione idraulica della rete;
- d) installazione delle valvole di controllo delle pressioni per la riduzione delle perdite;
- e) distrettualizzazione delle reti e controllo attivo delle perdite;
- f) pre-localizzazione delle perdite tramite metodi classici (acustici) e innovativi (radar, scansioni da satellite e/o aereo, ecc.);
- g) identificazione di tratti di rete da sostituire o riabilitare assistita dal modello idraulico e da strumenti di supporto alla decisione;
- h) interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento e sostituzione di tratti di reti idriche, sulla base dei risultati delle attività precedentemente indicate.

Nella mappa di cui alla figura 5.38 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate con gli strumenti del *Next Generation* EU alla data di redazione della presente *Relazione Annuale*, con il dettaglio (nei grafici ad anello) della ripartizione degli investimenti tra le linee di finanziamento del PNRR e quelle dell'asse IV del PON IeR, con riferimento alle sole regioni che hanno avuto accesso a entrambe le misure.

FIG. 5.38 Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (aggiornamento a maggio 2022)



Fonte: ARERA, elaborazione su allegati al DM 16 dicembre 2021, n. 517 e sull'Elenco delle operazioni ammesse pubblicato nel sito del PON Infrastrutture e reti.

Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dall'RQTI per gli anni 2018 e 2019

Con la delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, è stato concluso il primo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI) che ha riguardato le *performance* dei gestori nel corso delle annualità 2018 e 2019.

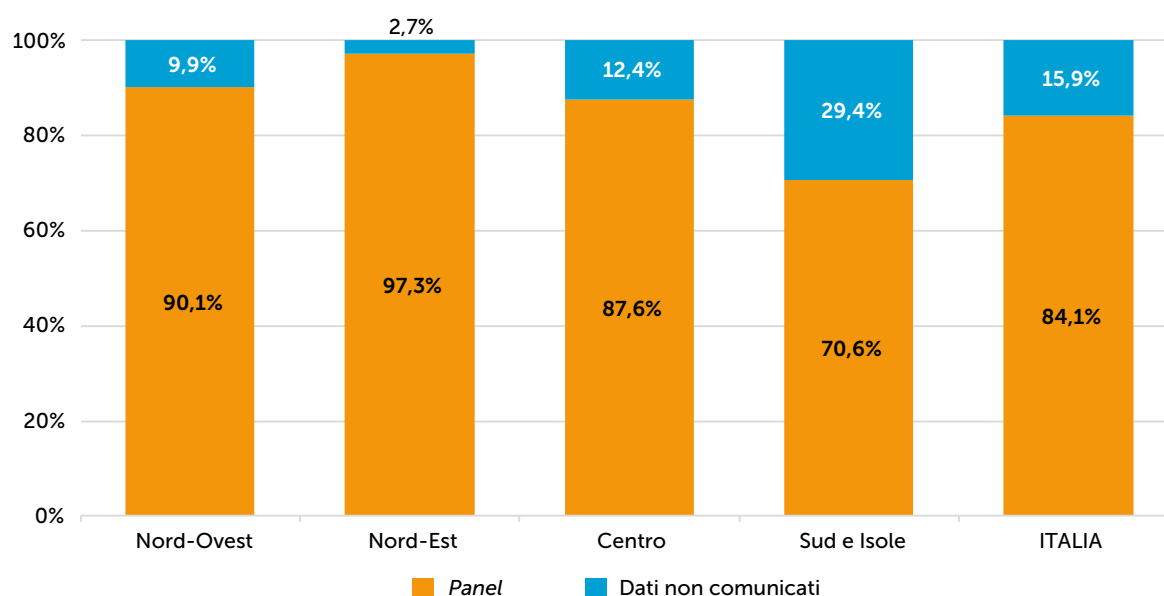
Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del titolo 7 della RQTI, rispetto a cinque stadi di valutazione, ovvero:

- 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 avanzato di fattore premiale agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla Classe A, tenendo conto anche dell'incremento di *performance* (oppure da un livello avanzato di penalizzazione ai peggiori tre operatori che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della Classe A) per ciascun macro-indicatore;
- Stadio IV, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati (oppure da un livello avanzato di penalizzazione ai tre operatori che hanno conseguito le *performance* peggiori) per ciascun macro-indicatore;
- Stadio V, 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 RQTI sono state 203, cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a poco meno di 50 milioni di abitanti, equivalenti all'84% della popolazione nazionale. 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 (Fig. 5.39).

FIG. 5.39 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 gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/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 8 marzo 2022, 98/2022/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 basata su un meccanismo ad applicazione selettiva e graduale, secondo quanto illustrato nella seguente tavola 5.1.

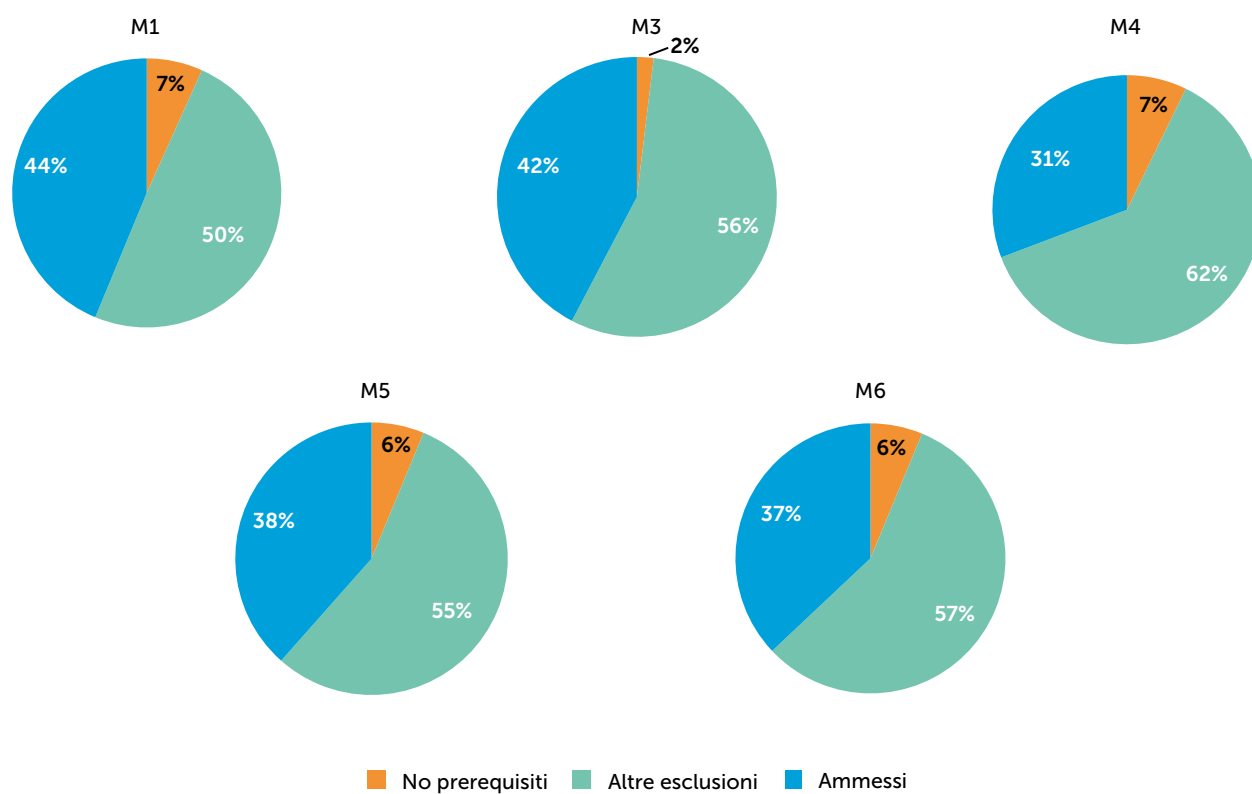
Una prima analisi che è possibile svolgere in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, riguarda la rappresentazione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusioni legate all'assenza di uno o più requisiti di qualità tecnica e tutte le altre esclusioni. Osservando ciascun macro-indicatore considerato ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2018 e 2019, ovvero tutti a meno del macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio", si può concludere che si sono registrati tassi di ammissibilità superiori per i macro-indicatori previsti per il servizio di acquedotto (M1 "Perdite idriche" e M3 "Qualità dell'acqua erogata"). Per contro, il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario" è quello che ha presentato le maggiori criticità in termini di ammissibilità al meccanismo (Fig. 5.40). La causa di esclusione legata all'assenza di uno o più requisiti previsti dall'RQTI è risultata maggiormente rilevante per gli indicatori sulle "Perdite idriche" (M1) e sull'"Adeguatezza del sistema fognario" (M4) (7%), subito seguiti dagli indicatori relativi al servizio di depurazione (M5 "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 "Qualità dell'acqua depurata").

TAV. 5.1 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 3 della delibera 46/2020/R/idr	Mancato invio dei dati RQTI 2018-2019 e della documentazione richiesta entro il termine massimo
		Grave incompletezza della documentazione inviata
Valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli Stadi	Servizio non gestito
		Mancato invio dei dati dell'anno base nell'ambito dell'MTI-2 "Aggiornamento"
		Mancata validazione dei dati da parte dell'EGA
		Schema di convergenza
		Istanza per mancanza di prerequisite
		Istanza per eventi imprevisti e imprevedibili
	Esclusione della quota parte di dati afferente al gestore acquisito	Istanza per aggregazione gestionale
	Esclusione nel 2018 da tutti gli Stadi	Istanza obiettivi cumulati su base biennale
Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Mancato invio predisposizione tariffaria MTI-3	
	Omesso versamento UI2	
	Invio dati RQTI successivo al 17 luglio 2020	
Verifiche dei dati inviati	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Incompletezze o incongruenze
		Registri incompleti
	Esclusione dagli Stadi I, II e IV	Dichiarazioni non suffragate da evidenze documentali
		Errato criterio nell'anno base
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo Stadio V	Richiesta di modifica <i>ex post</i> dei dati dell'anno base
		Assenza di macro-indicatori in classe A
		Gestione non valutabile per tutti i macro-indicatori

Fonte: ARERA.

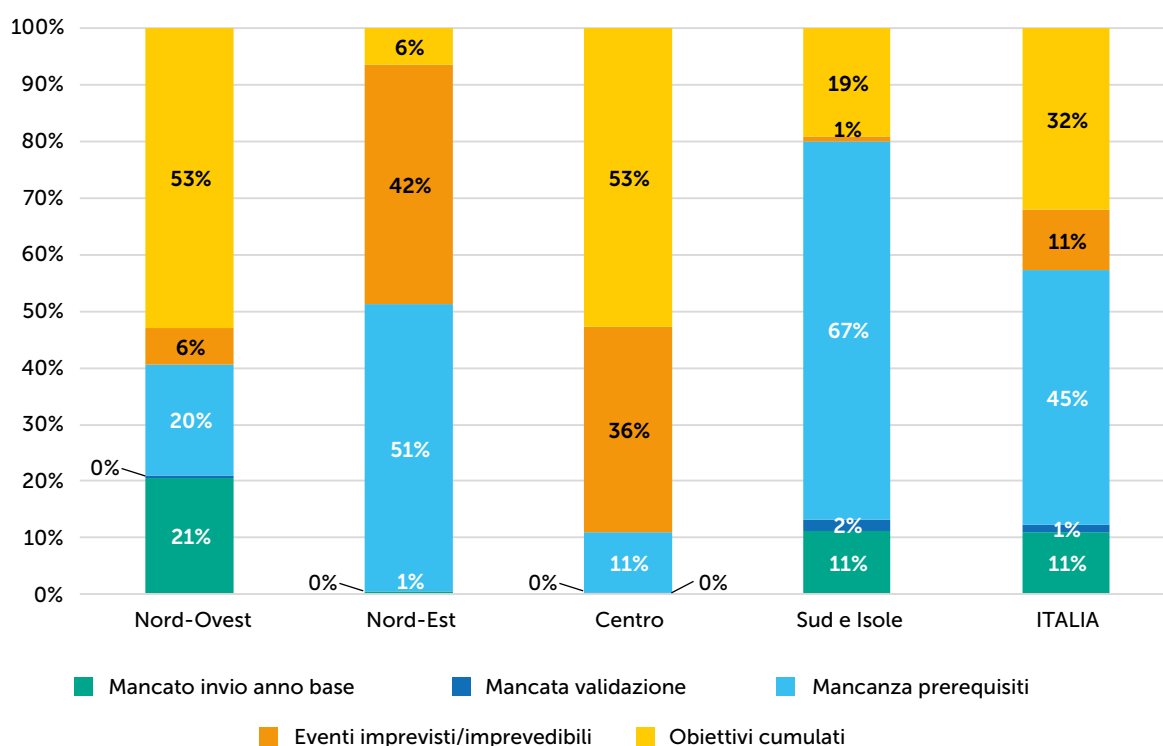
FIG. 5.40 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2019)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

In relazione alle casistiche che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione da tutti gli Stadi per uno o più macro-indicatori, si rileva a livello nazionale un'incidenza significativa, in termini di popolazione servita dalle gestioni interessate dal provvedimento, delle istanze formulate per assenza di conseguimento dei requisiti introdotti dalla medesima Regolazione della qualità tecnica, che costituiscono i requisiti minimi di accesso al meccanismo incentivante (45% del campione interessato da esclusioni, valutato in termini di popolazione servita). Tra questi, rileva in particolare il requisito legato all'assolvimento degli obblighi di collettamento e trattamento delle acque reflue definiti dalla direttiva 91/271/CEE Fig. 5.41).

FIG. 5.41 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli Stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2018)*

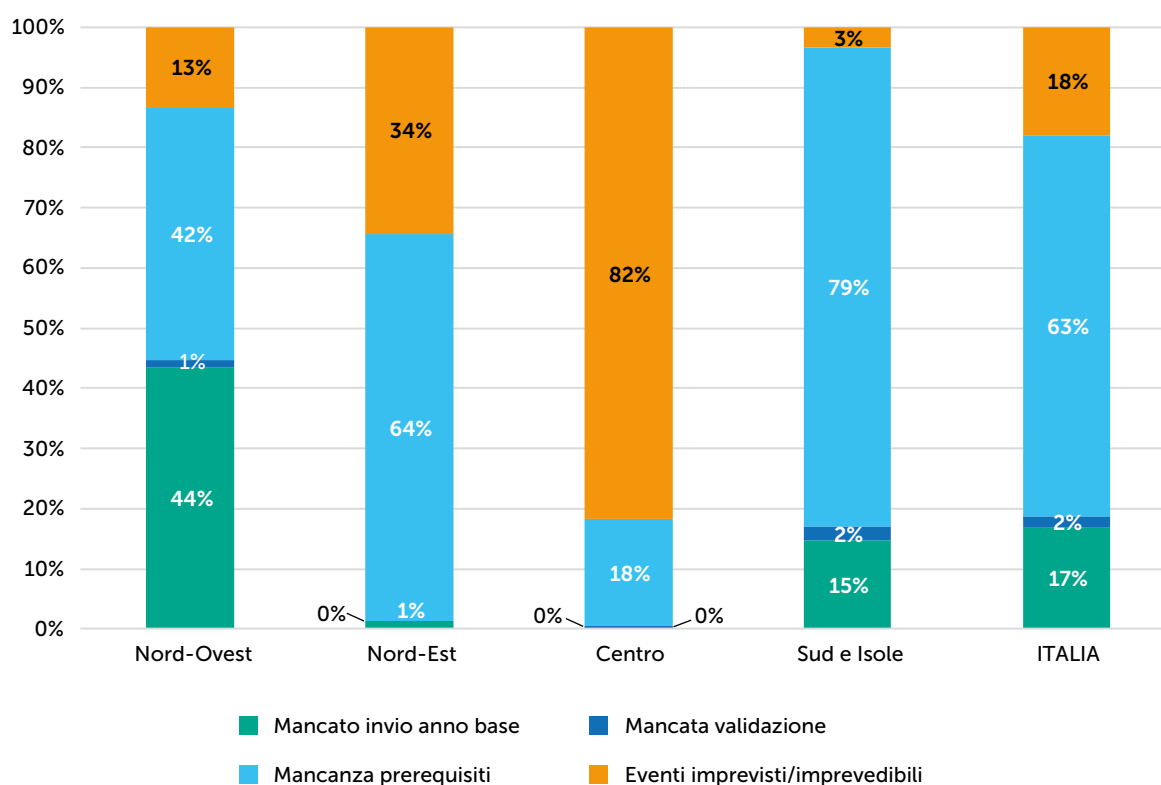


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

A livello nazionale, la seconda casistica maggiormente rilevante è da ricondursi all'adozione, da parte degli Enti di governo dell'ambito, di forme di flessibilità (previste dalla disciplina regolatoria) quali l'applicazione di una valutazione cumulativa su base biennale degli obiettivi di qualità, che di fatto si è tradotta nell'assenza di applicazione dei premi o delle penali per l'anno 2018, rimandando l'analisi alle *performance* complessivamente raggiunte al termine del 2019. A livello locale, si nota inoltre il ricorso – in talune realtà – a ulteriori forme di flessibilità introdotte dall'RQTI, mediante l'avanzamento di istanze legate a eventi imprevisti o imprevedibili o comunque al di fuori della responsabilità del gestore. Le citate istanze, sottoposte al vaglio degli enti competenti, sono state successivamente verificate puntualmente dagli Uffici dell'Autorità al fine di accertarne l'adeguatezza ai principi regolatori.

Per l'anno 2019, si evidenzia un riproporzionamento tra le casistiche di esclusione da tutti gli Stadi per almeno un macro-indicatore rispetto a quelle indicate per l'anno 2018, essendosi esaurito l'effetto delle istanze di esclusione temporanea per valutazione cumulativa biennale delle *performance*. In particolare, si nota l'elevata incidenza delle istanze per mancanza dei requisiti di qualità tecnica. A livello locale, inoltre, si nota, in particolare per il Centro, un massiccio ricorso alle istanze per eventi imprevisti e imprevedibili e comunque al di fuori della sfera di responsabilità dei gestori che abbiano causato il peggioramento dei macro-indicatori. Al Nord-Ovest, inoltre, assume rilevanza la casistica di esclusione legata al mancato invio dei dati di qualità tecnica relativi all'anno di base (2016 oppure, talvolta, 2017) entro le tempistiche previste (Fig. 5.42).

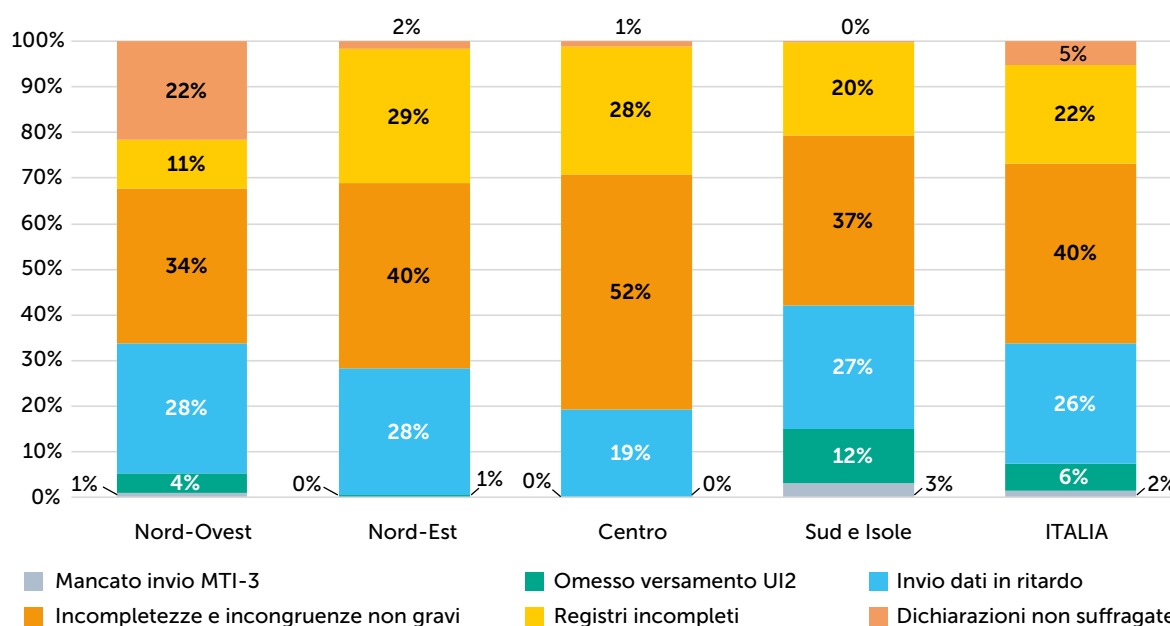
FIG. 5.42 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli Stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2019)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Come precedentemente accennato, l'Autorità ha inoltre tipizzato alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie, per le quali è stato individuato un esito regolatorio di esclusione dalle sole premialità previste dall'RQTI. Come mostrato nella figura 5.43, a livello nazionale le casistiche prevalenti sono riconducibili a incompletezze o incongruenze di entità non grave, presenti nei documenti trasmessi all'Autorità, ivi inclusi i registri di qualità, richiesti a un rilevante numero di gestioni nel corso dell'attività istruttoria. Si evidenzia, in secondo luogo, una problematica di mancato rispetto dei termini previsti per la consegna della documentazione necessaria alle analisi istruttorie. Tra le ulteriori casistiche individuate, si citano le problematiche di mancata ottemperanza a taluni obblighi regolatori, quali il mancato invio della predisposizione tariffaria ai sensi del Metodo tariffario idrico MTI-3 e l'omesso versamento della componente perequativa UI2, istituita all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, per finanziare la "promozione della qualità dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione". Con riferimento all'anno 2019, si confermano – a livello medio – le medesime attribuzioni tra diverse casistiche rilevate per l'anno 2018.

FIG. 5.43 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutte le premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2018)*

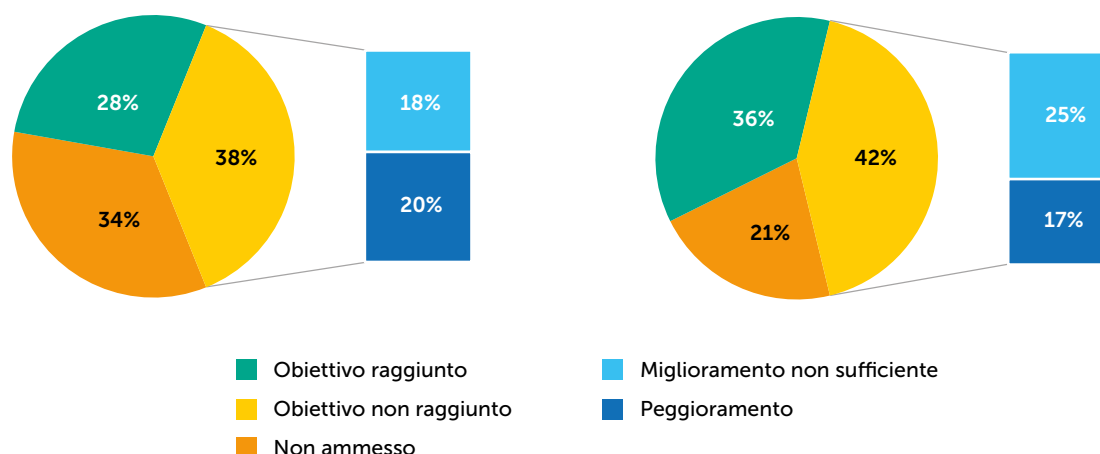


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica

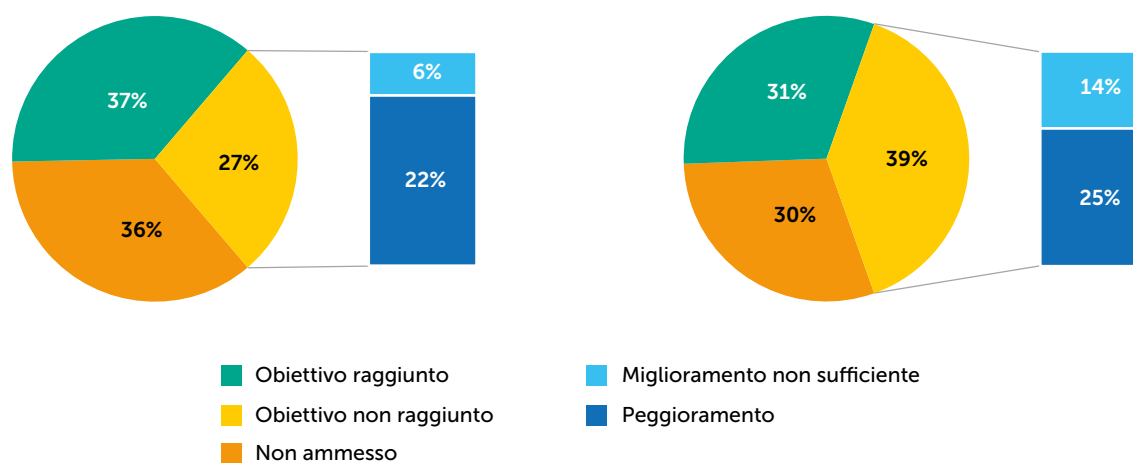
A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità tecnica, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per gli anni 2018 e 2019. In relazione al servizio di acquedotto, per il primo biennio di applicazione, sono stati presi in considerazione i macro-indicatori M1 "Perdite idriche" e M3 "Qualità dell'acqua erogata", in ragione del fatto che il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio" è stato temporaneamente impiegato per soli fini di monitoraggio, e solo a partire dall'anno 2020 tale indicatore entrerà a far parte delle valutazioni quantitative per le attribuzioni dei premi e delle penali.

Osservando l'indicatore sulle perdite idriche (Fig. 5.44) si nota un significativo incremento, tra l'anno 2018 e l'anno 2019, delle gestioni che hanno conseguito gli obiettivi previsti (in termini di popolazione servita). A fronte di una minima differenza in relazione alle gestioni che non hanno conseguito gli obiettivi, si evidenzia un tasso in crescita delle gestioni che, pur non avendo raggiunto il target previsto, hanno comunque registrato un miglioramento dell'indicatore.

FIG. 5.44 Macro-indicatore M1 "Perdite idriche" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)

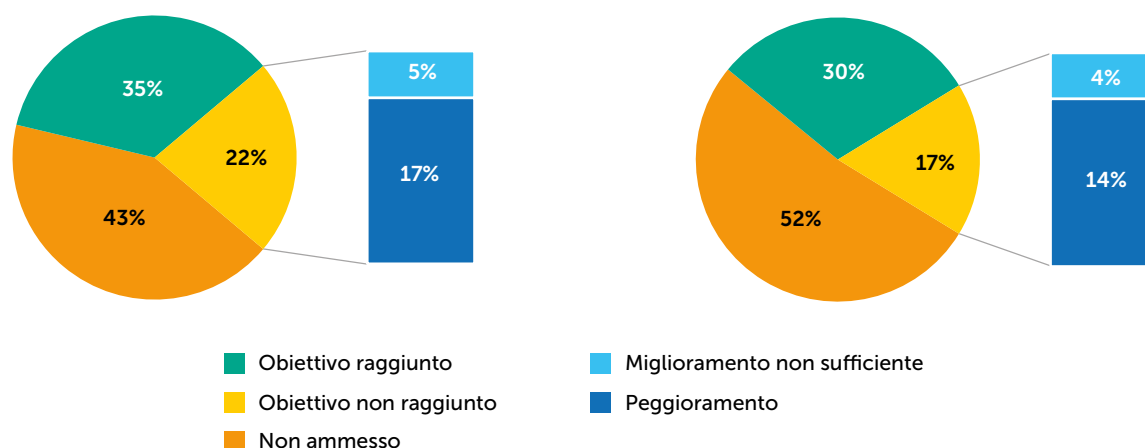
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

In relazione al macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata" (Fig. 5.45), emerge un tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che non hanno conseguito gli obiettivi di miglioramento più elevato al termine del biennio in considerazione. Si rileva tuttavia, tra tali gestioni, un incremento dei soggetti che hanno comunque registrato un miglioramento seppure non sufficiente per conseguire la premialità.

FIG. 5.45 Macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)

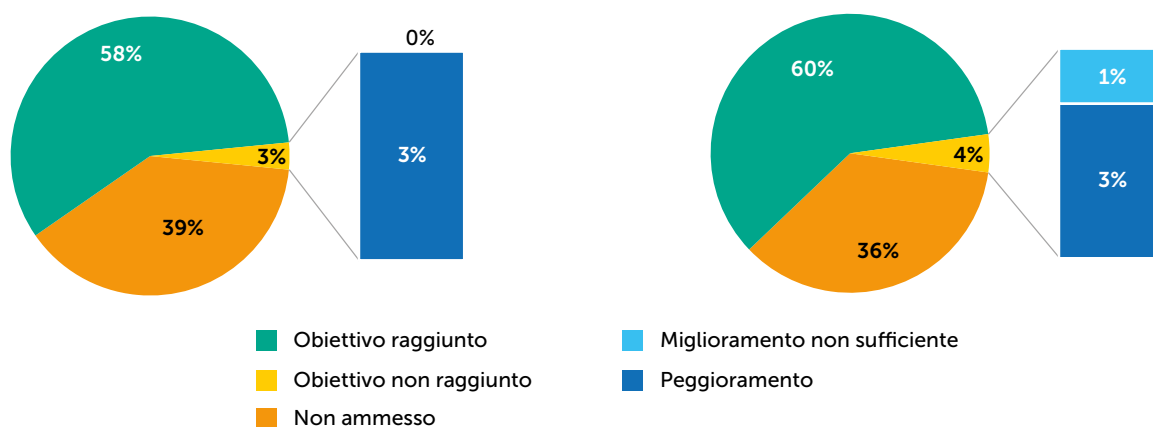
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Per il macro-indicatore M4 "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena" (Fig. 5.46), è stata registrata al termine del biennio una lieve riduzione del tasso delle gestioni (in termini di popolazione servita) che non hanno conseguito gli obiettivi, a fronte tuttavia di un incremento delle gestioni non ammesse al meccanismo, spesso a causa di incompletezze o incongruenze nei documenti consegnati.

FIG. 5.46 Macro-indicatore M4 "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)

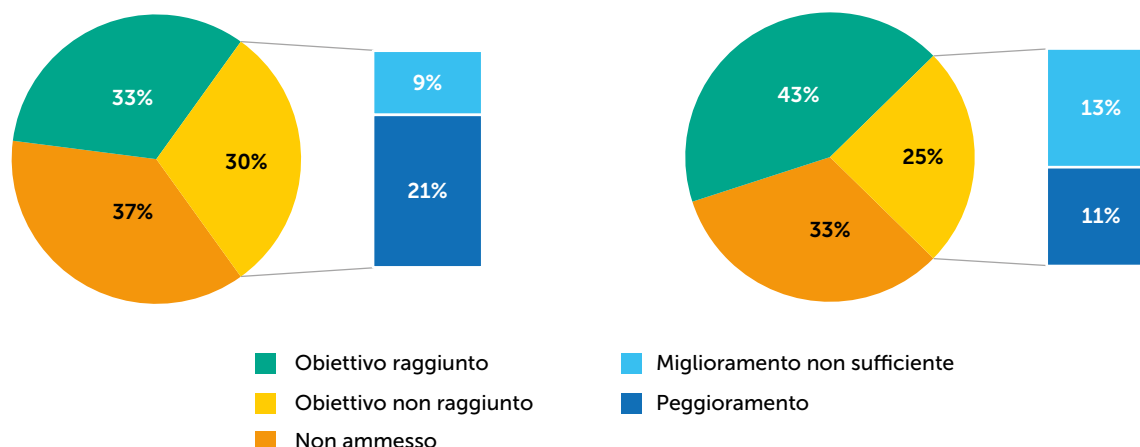
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" (Fig. 5.47) è quello che ha registrato i migliori risultati in termini di conseguimento degli obiettivi, sia per il 2018 che per il 2019. Il livello percentuale di gestioni che non hanno raggiunto gli obiettivi (in termini di popolazione servita) è molto basso, se confrontato con gli altri indicatori, a fronte di un tasso di mancata ammissibilità in linea con gli altri indicatori.

FIG. 5.47 Macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Per il macro-indicatore relativo alla qualità dell'acqua depurata (Fig. 5.48), si sono registrati sensibili miglioramenti tra il 2018 e il 2019, con un tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi che è incrementato di circa 10 punti percentuali.

FIG. 5.48 Macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata" (a sinistra: 2018, a destra: 2019)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Livelli di valutazione avanzato e di eccellenza: le graduatorie delle gestioni

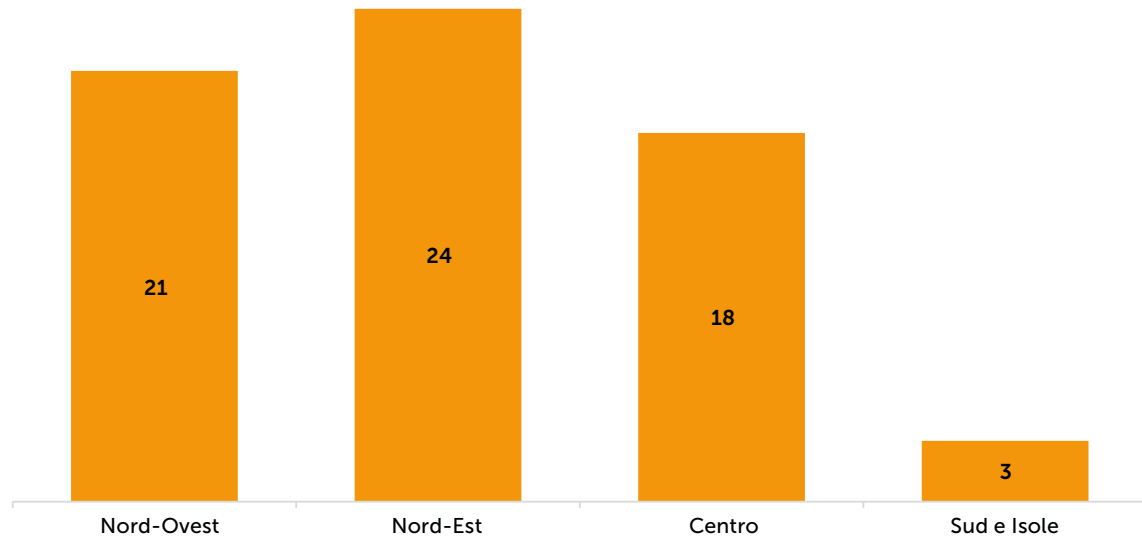
Il livello di valutazione avanzato prevede la comminazione di premi o penalità tramite la costruzione di graduatorie per ciascun macro-indicatore e in ciascuna annualità, nei seguenti due Stadi:

- Stadio III, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla Classe A, tenendo conto anche dell'incremento di *performance* (i peggiori tre tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della Classe A) per ciascun macro-indicatore;
- Stadio IV, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi (le *performance* peggiori) rispetto agli obiettivi fissati.

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 prerequisite) e le gestioni che si sono sottratte alla valutazione non ottemperando alla regolazione della qualità tecnica.

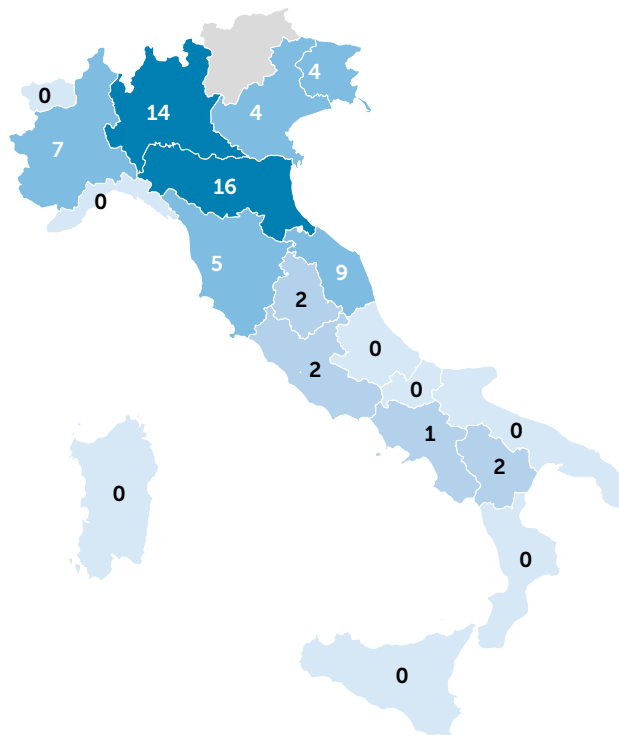
Il livello di eccellenza – espresso con lo Stadio V di valutazione –, infine, prevede la costruzione di una graduatoria per ciascuna annualità, al fine di premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni. Di fatto, dunque, il numero totale di podi è pari a 66, confrontandosi 5 macro-indicatori per 2 stadi di valutazione per 3 posizioni e per 2 annualità, cui si aggiunge lo stadio di eccellenza con 3 posizioni per 2 annualità.

Nelle rappresentazioni grafiche che seguono è evidenziato il posizionamento geografico delle gestioni risultate sul podio nel biennio 2018-2019, ovvero classificate nelle prime tre posizioni nelle graduatorie. A livello di area geografica (Fig. 5.49), primeggia il Nord-Est (24 posizioni sul podio), seguito a breve distanza dal Nord-Ovest (21) e dal Centro (18), mentre il Sud ha guadagnato solo 3 podi nell'arco del biennio considerato.

FIG. 5.49 Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

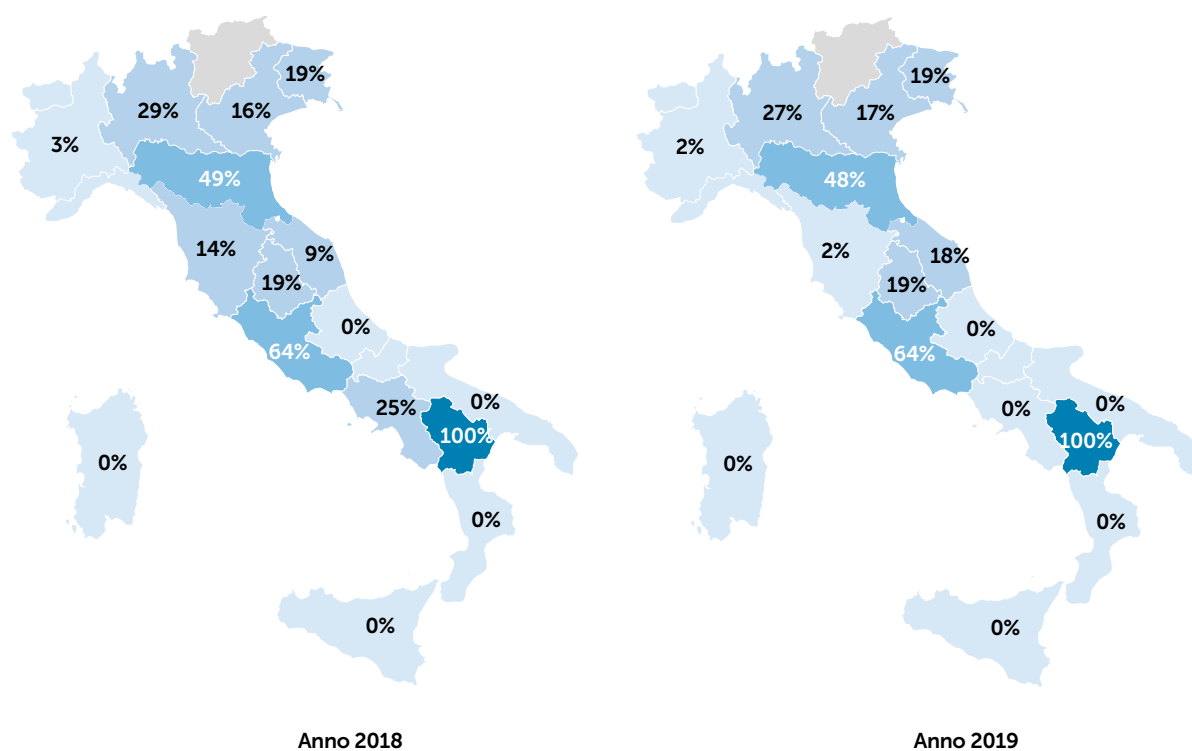
A livello regionale (Fig. 5.50) primeggiano l'Emilia-Romagna (ben 16 podi) e la Lombardia (14 podi), seguite a distanza da Marche (9), Piemonte (7), Toscana (5), Veneto e Friuli-Venezia Giulia (con 4 podi ciascuna), e ancora da Umbria, Lazio e Basilicata (2) e Campania (1 solo podio). Rimangono poi 8 regioni che non conquistano alcun podio: Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna.

FIG. 5.50 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 gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Al di là del numero dei podi, tuttavia, può essere interessante anche valutare l'impatto dei gestori sul podio in termini di popolazione residente servita. Nella figura che segue (Fig. 5.51) è evidenziata la percentuale di popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio almeno una volta. Percentuali di popolazione basse, associate a un numero di podi relativamente più alto, possono essere l'effetto di gestori che hanno ottenuto il podio per più di un macro-indicatore. Al contrario, si osservano i casi delle regioni Lazio e Basilicata dove, a fronte di un numero di podi contenuto (podio per un solo macro-indicatore, mantenuto nelle 2 annualità), la popolazione residente servita è vicina al 65% nel Lazio e pari alla totalità in Basilicata, per effetto della copertura regionale del gestore in considerazione. Nel caso dell'Emilia-Romagna, poi, l'elevato numero di podi e l'elevata copertura della popolazione (poco meno del 50%) sono l'effetto combinato di più gestori di dimensione medio-grande che hanno ottenuto più di una posizione sul podio.

FIG. 5.51 Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio



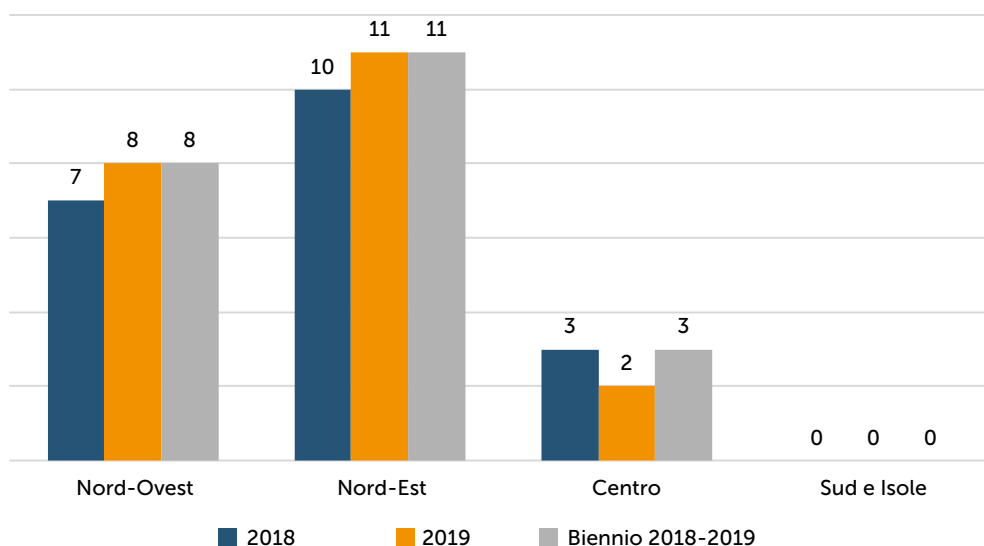
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

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 183/2022/R/idr²⁸. Le graduatorie dello Stadio V sono, dunque, risultate popolate da 20 gestioni nel 2018 e da 21 gestioni nel 2019.

²⁸ Di cui al precedente paragrafo "Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione".

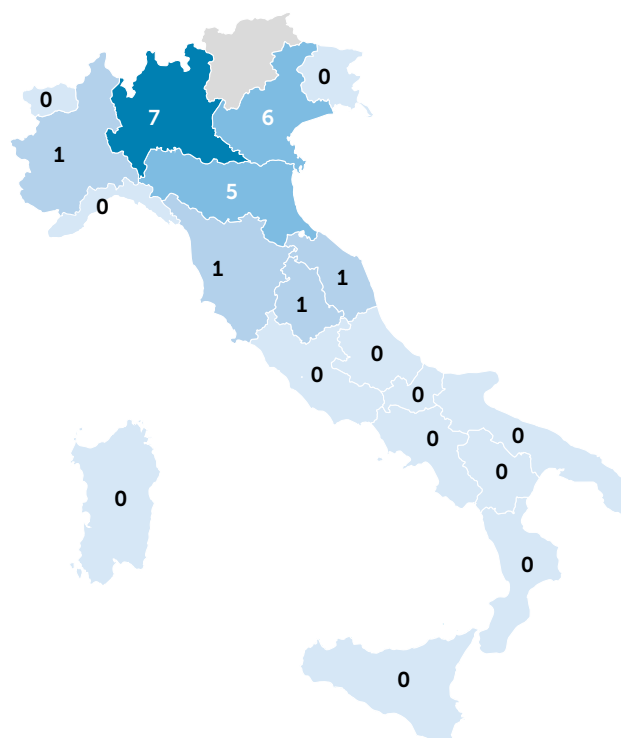
La suddivisione per area geografica (Fig. 5.52) evidenzia come la stragrande maggioranza delle gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza sia collocata nel Nord del Paese, con una piccola rappresentanza di gestori del Centro e nessuna presenza di gestori del Sud e delle Isole.

FIG. 5.52 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica



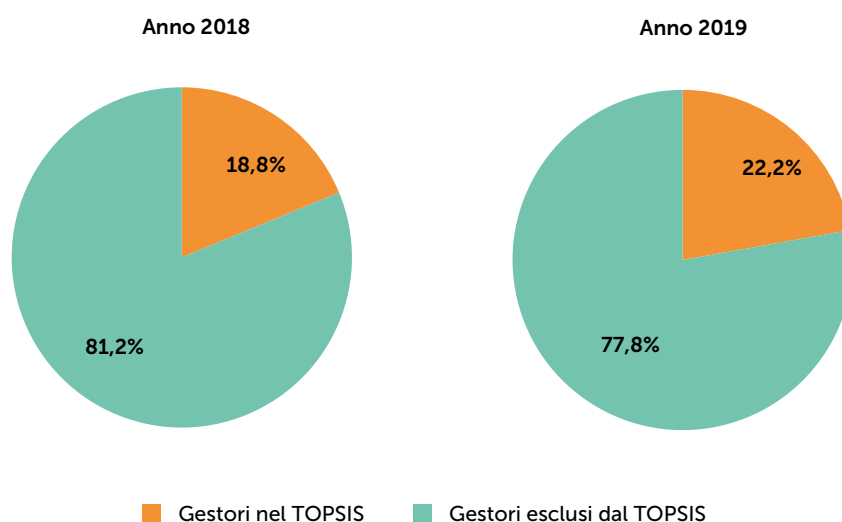
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

La rappresentazione per regione (Fig. 5.53), inoltre, evidenzia la concentrazione delle gestioni che partecipano al livello di eccellenza in sole 7 regioni. La Lombardia guida con 7 presenze, seguita da Veneto (6 gestioni) ed Emilia-Romagna (5 gestioni), mentre Piemonte, Toscana, Umbria e Marche sono presenti con 1 gestione ciascuna.

FIG. 5.53 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 gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

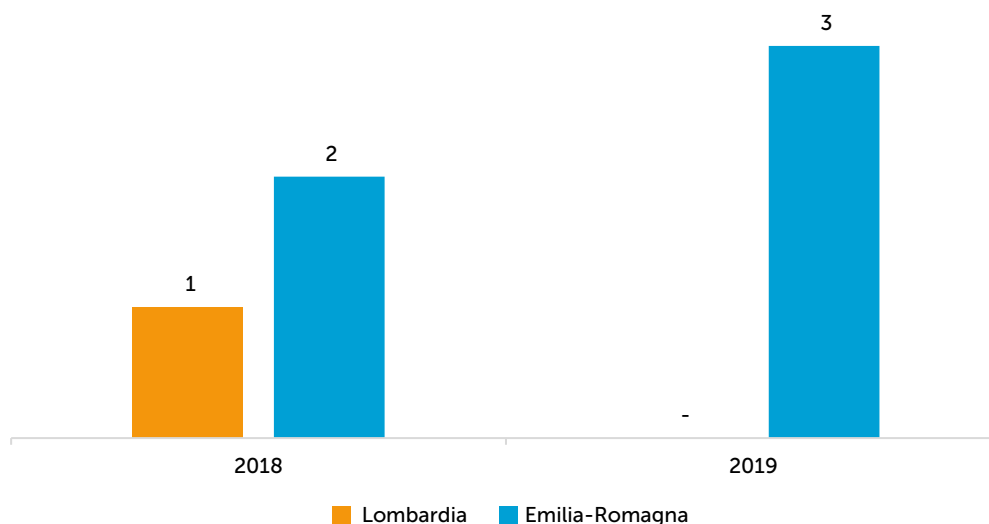
È interessante notare che la percentuale della popolazione residente italiana servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (Fig. 5.54) si colloca intorno al 20% (18,8% nel 2018 e 22,2% nel 2019), a testimonianza della dimensione medio-grande delle gestioni ammesse a tale stadio di valutazione.

FIG. 5.54 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 gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Al di là dell'ammissione allo stadio di eccellenza, le gestioni sul podio dello Stadio V (Fig. 5.55) risultano concentrate in Emilia-Romagna – che occupa la 2^a e la 3^a posizione nel 2018 e tutte le prime 3 posizioni nel 2019 –, e in Lombardia – che detiene la 1^o posizione nel 2018.

FIG. 5.55 *Posizionamento delle gestioni sul podio dello Stadio V negli anni 2018 e 2019 nelle regioni di appartenenza*



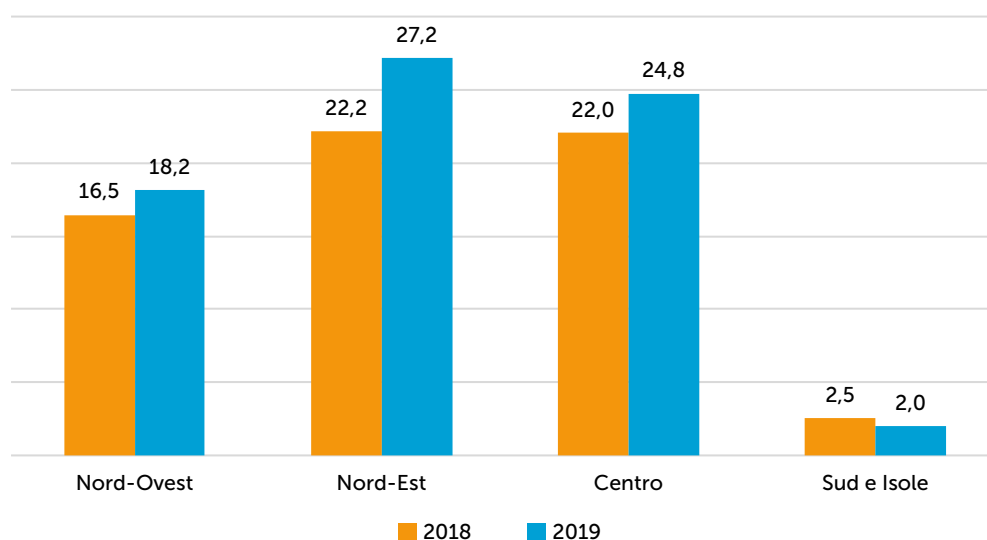
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Premialità e penalità attribuite

Il meccanismo ha attribuito premialità per complessivi 63.201.507 euro nel 2018 e per complessivi 72.167.020 euro nel 2019. 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-Est e del Centro, seguiti a breve distanza dall'area Nord-Ovest, mentre nel Sud e nelle Isole le premialità sono risultate considerevolmente ridotte (Fig. 5.56).

FIG. 5.56 Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nelle annualità 2018 e 2019 (in milioni di euro)

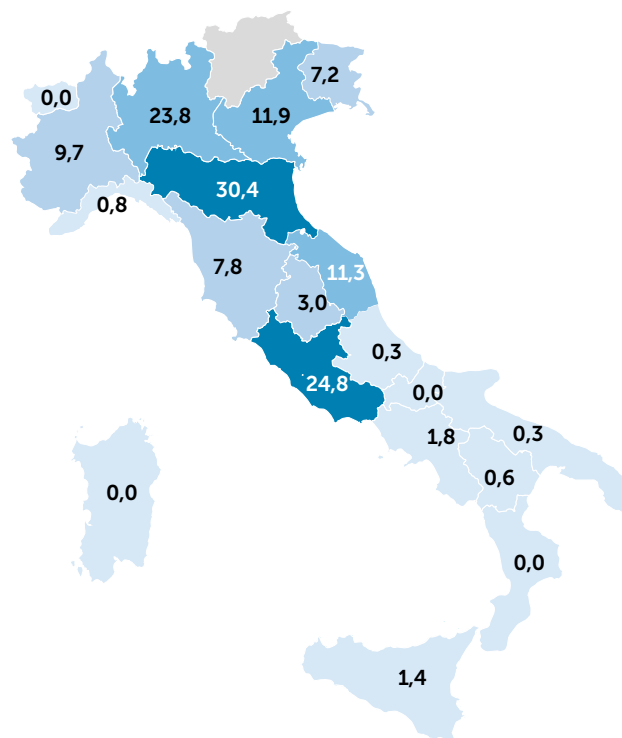


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Una lettura complessiva sul biennio suddivisa per regione (Fig. 5.57) evidenzia come in 5 regioni non siano stati attribuiti premi (Valle d'Aosta, Liguria, Molise, Calabria e Sardegna²⁹), in altre 5 regioni le premialità abbiano superato i 10 milioni di euro (Emilia-Romagna, Lazio, Lombardia, Veneto e Marche) e nel Sud e nelle Isole abbiano superato il milione di euro di premi solo la Campania e la Sicilia.

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.

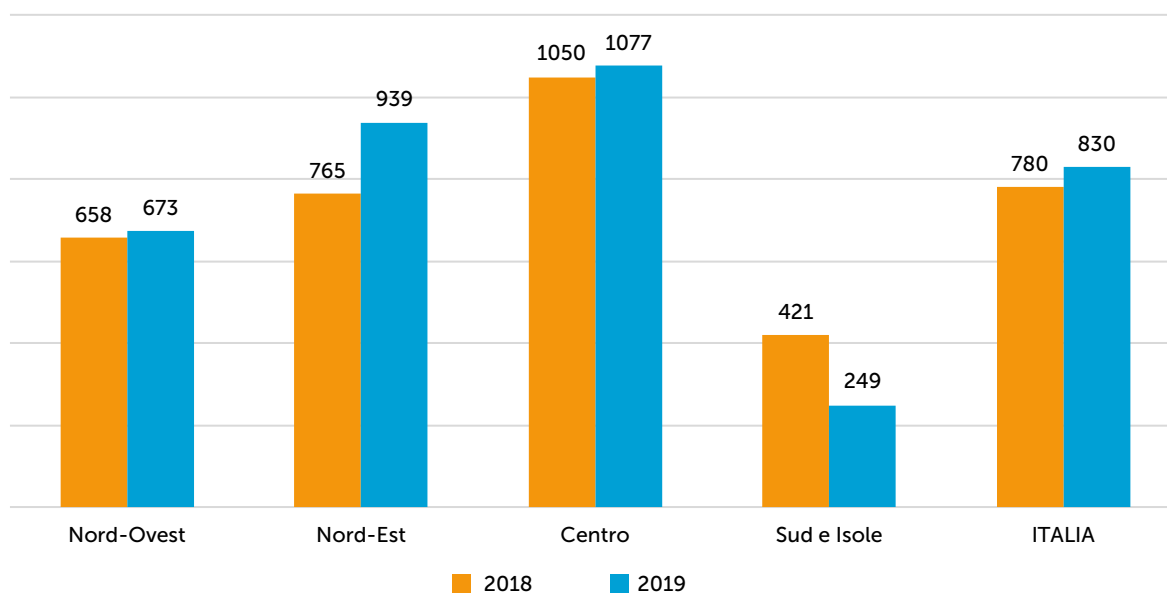
²⁹ Le Province autonome di Trento e Bolzano sono escluse della regolazione tariffaria dell'Autorità e pertanto anche dal meccanismo incentivante della qualità tecnica, i cui esiti trovano applicazione nella disciplina tariffaria.

FIG. 5.57 *Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna regione nel biennio 2018-2019 (in milioni di euro)*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

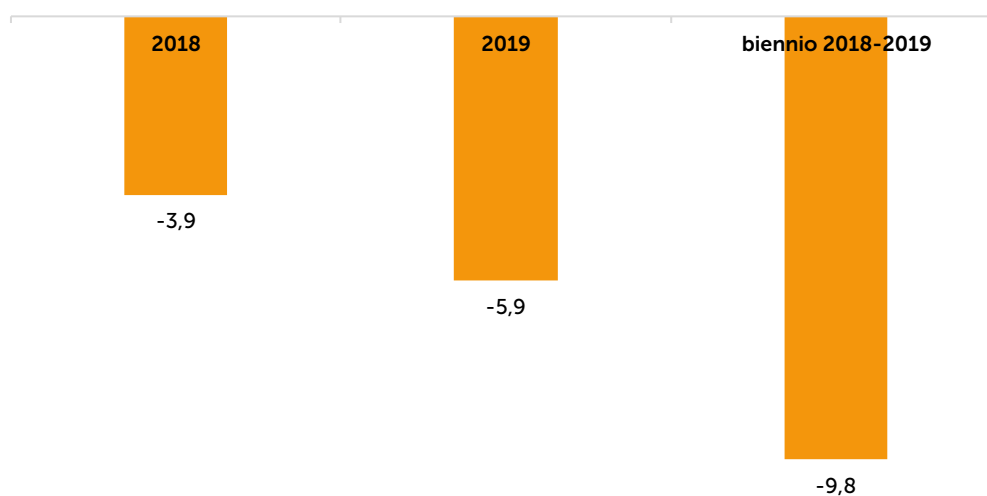
Si osserva che molte gestioni hanno ricevuto premi in entrambe le annualità e che il numero di gestioni premiate risulta in aumento, dal momento che il totale passa da 81 unità nel 2018 a 87 unità nel 2019.

L'entità delle premialità medie attribuite per gestione (Fig. 5.58) è massima nel Centro, per la presenza di alcuni grandi operatori nelle graduatorie degli Stadi avanzati; segue il Nord-Est, specie per l'effetto della presenza di alcuni grandi operatori nello Stadio di eccellenza; infine, nell'area Sud e Isole le premialità medie sono molto più contenute e in diminuzione nel 2019 (per effetto della mancanza sul podio di un operatore di grosse dimensioni nel 2019).

FIG. 5.58 Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (in migliaia di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

Con riferimento alle penalità, invece, il calcolo dei valori assoluti³⁰ 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 di entità inferiore, per un totale di poco meno di 10 milioni di euro nell'arco del biennio 2018-2019.

FIG. 5.59 Penali comminate in ciascuna annualità (in milioni di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 (delibera 183/2022/R/idr).

³⁰ Come previsto dall'art. 29 dell'RGTI.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (di seguito MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa (basata su una matrice di schemi regolatori) applicata a partire dal 2014³¹. Successivamente, con la delibera 235/2020/R/idr, l'Autorità – al fine di mitigare gli effetti derivanti dalla situazione emergenziale da Covid-19 sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni – ha adottato taluni accorgimenti su specifici aspetti (comunque coerenti con l'assetto di regole complessivo), introducendo nell'impianto regolatorio elementi di flessibilità a garanzia della continuità dei servizi essenziali, nonché creando le condizioni per il rilancio della spesa per investimenti.

Ai fini dell'aggiornamento tariffario per il quadriennio 2020-2023, è stato richiesto agli Enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione della tariffa, di aggiornare l'insieme degli atti di cui si compone lo "specifico schema regolatorio" definito all'art. 4 della delibera 580/2019/R/idr, e in particolare:

- il Programma degli interventi, Pdl (di cui il Piano delle opere strategiche, POS, redatto secondo l'art. 3 della delibera 580/2019/R/idr, costituisce parte integrante e sostanziale), che, ai sensi della lettera a) del comma 4.2, specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul relativo territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità, nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2020-2023;
- il Piano economico-finanziario (PEF), che – ai sensi dei commi 4.2, lettera b), e 5.3, lettera d), della delibera 580/2019/R/idr – esplicita il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ) che ogni gestore dovrà applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023, fatta salva la possibilità di eventuali aggiornamenti;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.

Tra le regole tariffarie applicabili per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 rientra la matrice di schemi regolatori (Tav. 5.2) nell'ambito della quale ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti – 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;

³¹ Cfr. delibera 28 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, recante "Approvazione del Metodo tariffario idrico e delle disposizioni di completamento".

- 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 2018 per l'intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita.

Ciascuno dei sei schemi regolatori conduce a diverse regole di computo tariffario e differenti limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni.

TAV. 5.2 *Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023*

		$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 5,2%	Schema II Limite di prezzo: 3,7%	Schema III Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 7,7%	Schema V Limite di prezzo: 6,2%	Schema VI Limite di prezzo: 8,5%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr come integrato e modificato dalla delibera 235/2020/R/idr.

Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha inoltre previsto forme di regolazione tariffaria semplificate rispetto a quelle riconducibili alla matrice di schemi regolatori, per le gestioni per le quali nei precedenti periodi siano emerse carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari. Tali contesti sono stati rinvenuti prevalentemente nel Mezzogiorno e risultano caratterizzati dal perdurare di talune inefficienze in ordine alla fruizione dei servizi, alla realizzazione degli investimenti, all'attività legislativa regionale o nei meccanismi decisori degli Enti di governo dell'ambito (c.d. *Water Service Divide*). Al fine di favorire la convergenza tra le diverse aree del Paese, l'Autorità ha pertanto adottato una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile, definita "schema regolatorio di convergenza"³², da applicarsi per un periodo limitato e predefinito, al termine del quale ricondurre le realtà interessate alla disciplina ordinaria di riferimento (matrice di schemi regolatori).

Nel corso del 2021 – come meglio precisato nel seguito – l'Autorità ha vagliato e approvato i primi schemi regolatori di convergenza presentati dal competente Ente di governo dell'ambito, sulla base di programmi 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 e di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, 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 2021 sono proseguite le istruttorie (avviate dall'Autorità nel novembre 2020) volte all'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio. Alla data del 30 aprile 2022, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità relativamente al quadriennio coperto dall'MTI-3 (2020-2023) hanno riguardato complessivamente 91 gestioni, interessando 34.533.179 abitanti, distinguendo:

³² Cfr. titolo 8 "Meccanismi di convergenza" dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

- 69 operatori (per una popolazione servita pari a 34.378.857 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 degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 917/2017/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 alle delibere 580/2019/R/idr e 235/2020/R/idr;
- 22 gestioni comunali operanti in Calabria (riferite a una popolazione di 154.321 abitanti), per le quali è stato approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente Ente di governo dell'ambito, secondo le regole semplificate di cui alla citata delibera 580/2019/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato³³.

Nel loro insieme, con riferimento al terzo periodo regolatorio, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 66% della popolazione del Nord-Ovest, il 78% degli abitanti del Nord-Est e il 75% dei residenti nell'Italia centrale (Tav. 5.3 e Fig. 5.60). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 60% degli abitanti residenti, con una copertura pressoché completa in Friuli-Venezia Giulia, Umbria, Toscana, Basilicata e Puglia.

TAV. 5.3 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo regolatorio 2020-2023 (numero di gestioni e di abitanti)*

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2020-2023 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2020-2023 (ABITANTI)
Abruzzo	4	710.965
Basilicata	1	559.473
Calabria	22	154.321
Campania	-	-
Emilia-Romagna	8	3.202.747
Friuli-Venezia Giulia	7	1.200.113
Lazio	1	3.703.160
Liguria	1	843.490
Lombardia	10	6.345.050
Marche	3	813.217
Molise	-	-
Piemonte	8	3.147.847
Puglia	1	4.031.012
Sardegna	-	-
Sicilia	4	1.631.523
Toscana	7	3.494.955
Umbria	3	881.941
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	11	3.813.365
TOTALE	91	34.533.179

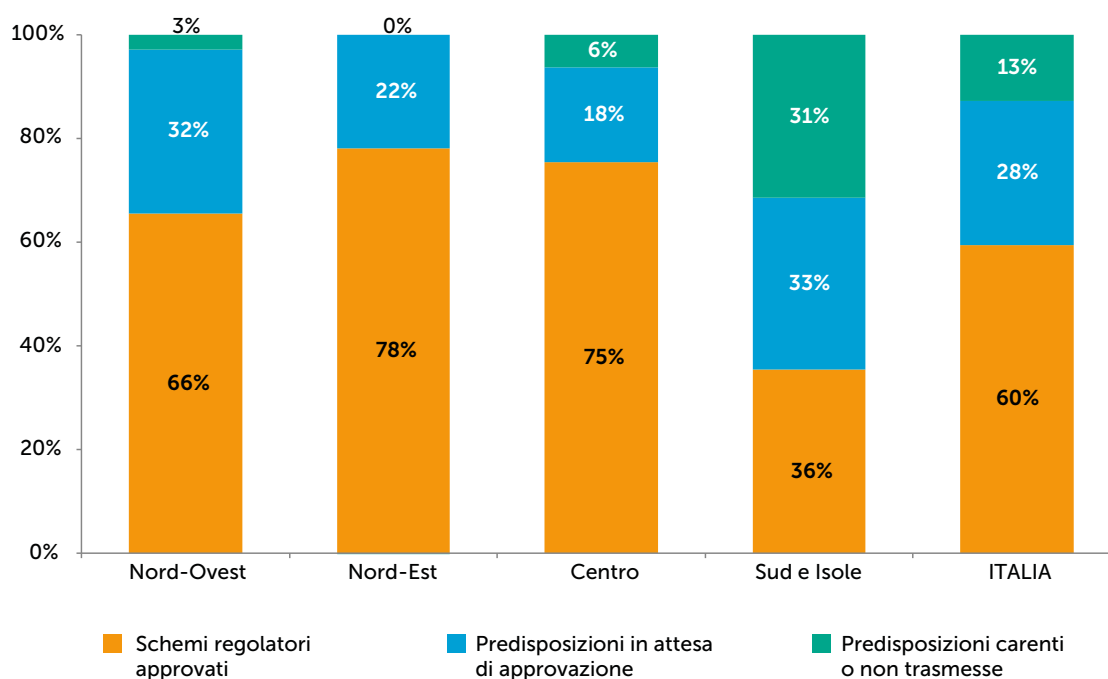
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

³³ Delibera 14 settembre 2021, 383/2021/R/idr, "Approvazione degli schemi regolatori di convergenza, recanti le predisposizioni tariffarie per il periodo 2020-2023, proposti dall'Autorità Idrica della Calabria per talune gestioni operanti sul relativo territorio".

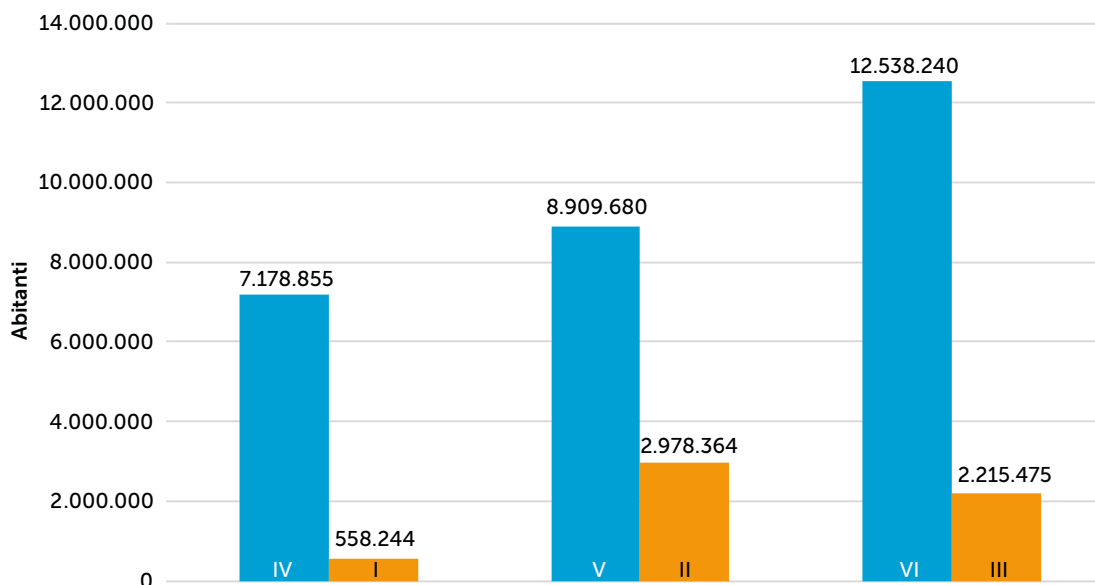
Con riferimento alle gestioni per le quali l’Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si distinguono:

- quelle per le quali le relative predisposizioni tariffarie sono state trasmesse dagli EGA e per cui sono in corso i necessari approfondimenti sull’aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti per il periodo regolatorio 2020-2023;
- le realtà 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), caratterizzate da specifiche complessità nella *governance* di settore, rinvenibili soprattutto nel Mezzogiorno, che determinano criticità in merito alla corretta redazione e all’aggiornamento degli atti necessari all’adozione delle scelte di programmazione e di gestione del SII (con particolare riferimento al Molise, alla Campania, alla Calabria e a talune gestioni della Sicilia).

FIG. 5.60 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell’Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.61 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui all'art. 5 dell'MTI-3, le 69 gestioni interessate da specifici atti di approvazione da parte dell'Autorità sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione dai medesimi servita) nella figura 5.61, rilevando (come sintetizzato nella tavola 5.4) che:

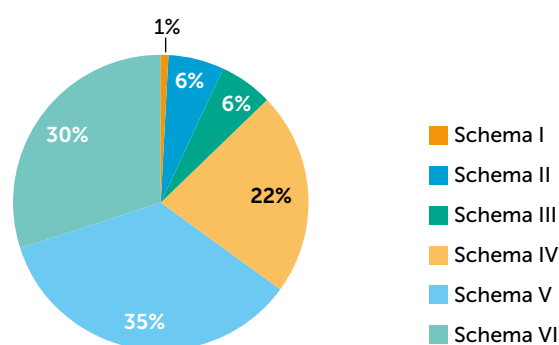
- per 16 gestioni (che erogano il servizio a 5.752.083 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua dell'1,3% nel 2020, dell'1,8% nel 2021 e nel 2022 e dell'1,6% nel 2023, a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti, ivi inclusi quelli che si prevede di realizzare con contributi a fondo perduto (rispetto alla *Regulatory Asset Base* – RAB esistente);
- per 53 gestioni (che servono 28.626.775 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, collocandosi negli schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 2,1% nel 2020, al 3,1% nel 2021, al 3,2% nel 2022 e al 2,8% nel 2023, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti, ivi inclusi quelli associabili a contributi a fondo perduto (rispetto alla RAB esistente). La successiva figura 5.62 mostra come le gestioni che si collocano nella seconda riga della matrice di schemi (che possono fare ricorso alle specifiche leve messe a disposizione dalla regolazione per favorire l'ammodernamento delle infrastrutture idriche) abbiano pianificato, nel loro insieme, l'87% della spesa per investimenti programmata per il complesso degli operatori interessati dagli atti di approvazione dell'Autorità, con un fabbisogno nel quadriennio in termini *pro capite* superiore di circa 62 euro rispetto a quello relativo alle gestioni collocate nella prima riga.

Con specifico riferimento alle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022 e 2023, si precisa che le medesime sono state approvate dall'Autorità nelle more della loro rideterminazione a seguito dell'aggiornamento biennale di cui all'art. 6 della delibera 580/2019/R/idr, da effettuarsi nel rispetto delle regole e delle modalità previste dalla delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr.

TAV. 5.4 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)

REGIONE	SCHEMI I, II, III						SCHEMI IV, V, VI					
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (QUOTA)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA				GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (QUOTA)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA			
			2020	2021	2022	2023			2020	2021	2022	2023
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	4	710.965	0,7%	1,7%	3,4%	0,3%
Basilicata	-	-	-	-	-	-	1	559.473	8,5%	5,4%	1,3%	0,6%
Emilia-Romagna	5	2.363.471	0,8%	2,7%	2,2%	1,7%	3	839.276	1,0%	-1,4%	3,3%	2,7%
Friuli-Venezia Giulia	1	233.653	3,8%	3,7%	3,4%	1,4%	6	966.460	0,3%	1,3%	2,4%	0,6%
Lazio	-	-	-	-	-	-	1	3.703.160	2,0%	5,6%	5,7%	5,5%
Liguria	-	-	-	-	-	-	1	843.490	3,2%	3,4%	3,7%	3,5%
Lombardia	2	1.862.324	1,7%	1,0%	0,7%	0,9%	8	4.482.726	3,2%	3,2%	2,4%	2,8%
Marche	2	413.907	0,2%	-0,6%	0,8%	0,6%	1	399.310	0,0%	3,0%	3,8%	2,3%
Piemonte	4	325.618	0,6%	1,3%	2,1%	1,9%	4	2.822.229	2,6%	4,0%	2,5%	2,4%
Puglia	-	-	-	-	-	-	1	4.031.012	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Sicilia	-	-	-	-	-	-	4	1.631.523	1,9%	3,8%	2,9%	1,8%
Toscana	-	-	-	-	-	-	7	3.494.955	2,2%	1,6%	2,1%	2,1%
Umbria	-	-	-	-	-	-	3	881.941	3,5%	2,9%	3,6%	1,7%
Veneto	2	553.110	2,0%	2,0%	3,7%	3,7%	9	3.260.255	2,6%	3,6%	4,9%	4,2%
TOTALE	16	5.752.083	1,3%	1,8%	1,8%	1,6%	53	28.626.775	2,1%	3,1%	3,2%	2,8%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.62 Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori (periodo regolatorio 2020-2023)

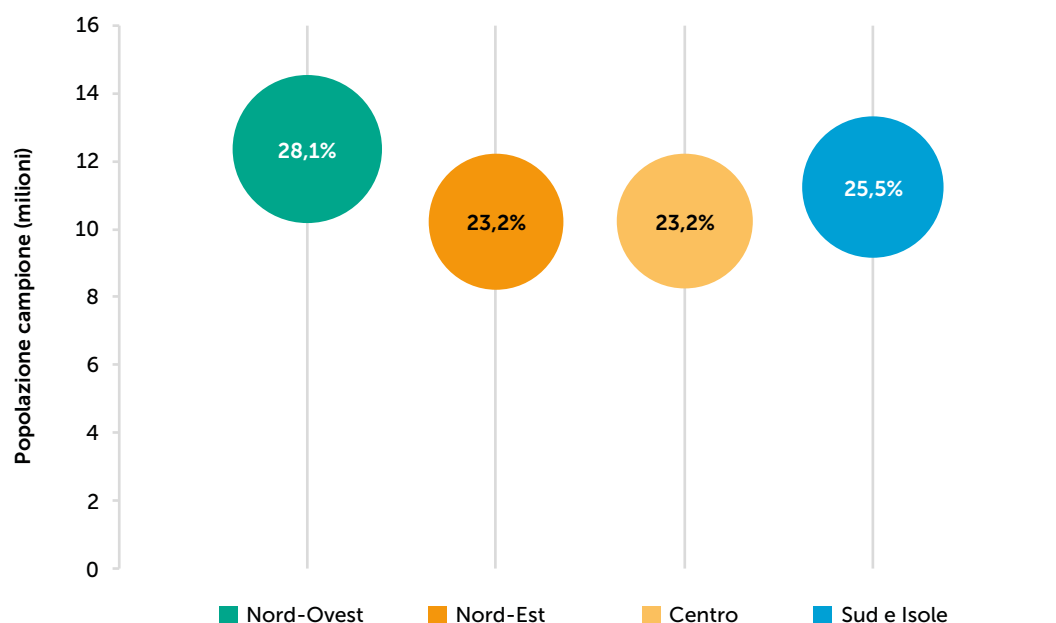
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, riguardano un campione composto da 99 gestioni, per le quali la relativa proposta tariffaria è stata trasmessa all'Autorità (ai sensi della delibera 580/2019/R/idr), che servono complessivamente 44.058.385 abitanti, rappresentati uniformemente tra

le diverse aree geografiche, come illustrato nella figura 5.63. Il campione include 31 operatori, che servono una popolazione di 9.690.846, che – alla data del 30 aprile 2022 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell’Autorità aventi a oggetto l’approvazione degli specifici schemi regolatori e per i quali l’Autorità sta conducendo la relativa fase di istruttoria (da concludersi unitamente alle verifiche concernenti la rideterminazione delle tariffe per il biennio 2022-2023 ai sensi dell’art. 6 della delibera 580/2019/R/idr e della delibera 639/2021/R/idr).

FIG. 5.63 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

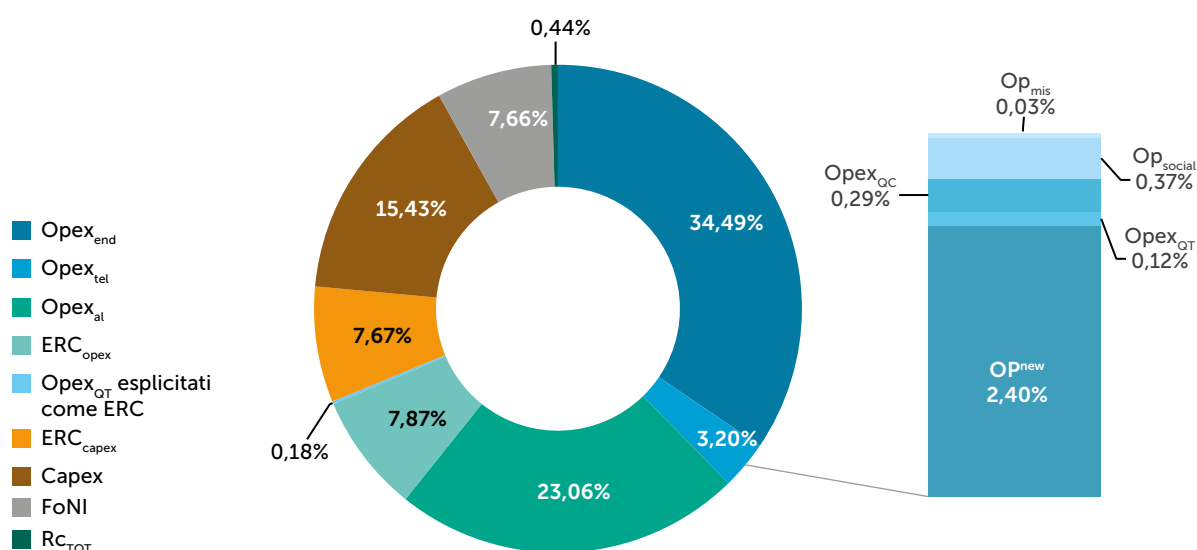
Le proposte tariffarie trasmesse all’Autorità, secondo il campione sopra rappresentato, portano a quantificare, per l’anno 2021, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (Vincolo ai ricavi del gestore – VRG) pari a circa 7,2 miliardi di euro. Dalla figura 5.64 si evince che:

- il 60,7% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}$ (34,5%);
 - costi operativi aggiornabili³⁴ $Opex_{al}$ (23%);
 - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}$ (3,2%) 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});
 - ✓ oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr ($Opex_{QT}$, per la parte non esplicitata come ERC);
 - ✓ oneri relativi all’adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr ($Opex_{QC}$);

³⁴ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{al}$) comprendono i costi dell’energia elettrica, i costi degli acquisti all’ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione, nonché 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).

- ✓ oneri di cui alla componente Op_{social} derivanti dall'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore di cui alla delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, nonché a quelli legati agli interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lettera a) dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr³⁵;
- ✓ 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 (Op_{mis});
- l'8,1% del VRG afferisce ai costi ambientali e della risorsa ERC, specificatamente riferiti ai costi operativi (una esigua parte dei quali, pari allo 0,2%, è riferibile agli $Opex_{QT}$ esplicitati come ERC);
- il 23,1% del VRG è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr, sono distinti nelle componenti Capex (15,4%) ed ERC_{capex} (7,7%), cui si aggiunge una quota del 7,7% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI);
- lo 0,4% del VRG è destinato al recupero (in sede di conguaglio) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

FIG. 5.64 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2021



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 negli anni precedenti. In particolare, in continuità con la *Relazione Annuale 2020*³⁶ e 2021³⁷, risulta sostanzialmente stabile l'incidenza dei costi operativi rispetto al VRG complessivo (60,7%);

35 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.

36 I dati presentati nella *Relazione Annuale 2020* afferiscono a un campione di 98 operatori che erogano il servizio a 34.097.585 abitanti. Per il 2019, il VRG era così composto: $Opex_{end}$ 38,1%, $Opex_{at}$ 21,3%, altri costi operativi 1,5%, ERC 6,1%, Capex 23,5%, FoNI 6,6%, Rc_{TOT} 2,8%.

37 I dati presentati nella *Relazione Annuale 2021* afferiscono a un campione di 84 operatori che servono 36.817.534 abitanti. Per il 2020, il VRG era così composto: $Opex_{end}$ 35,3%, $Opex_{at}$ 22,7%, costi operativi associati a specifiche finalità 2,5%, ERC 7,9%, Capex 23,6%, FoNI 7,2%, Rc_{TOT} 0,7%.

circa la metà di questi è riconducibile a una specifica finalità, precisata in ambito ERC, $Opex_{tel}^{38}$ o $Opex_{al}^{39}$, quale conseguenza del dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità che permette una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità a cui le medesime sono rivolte.

Altrettanto stabile risulta la dinamica dei costi operativi endogeni ($Opex_{end}$), il cui andamento decrescente è confermato anche con riferimento al 2021 (34,5%) quale conseguenza dell'applicazione delle misure di promozione dell'efficienza gestionale, con l'introduzione di un livello di *sharing* annuale del margine, $\Delta Opex$ (dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, CO_{effr} sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità), a decurtazione della componente $Opex_{end}$ riconosciuta in tariffa nelle singole annualità del periodo 2020-2023.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture (Capex, ivi inclusa quella esplicitata come ERC) si rileva una sostanziale stabilità rispetto all'annualità 2021⁴⁰ e, al contempo, risulta confermato il *trend* in crescita della quota a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI), il cui peso in termini di VRG aumenta dal 7,2% al 7,7%.

Infine, si conferma la progressiva riduzione della quota relativa alle componenti tariffarie di conguaglio (Rc_{TOT}), in parte determinata dalla scelta, compiuta da alcuni Enti di governo dell'ambito, di ricorrere a forme di dilazione nel tempo rinviandone il riconoscimento tariffario ad annualità successive al 2023. In particolare, considerando le 99 gestioni del campione, in 28 casi (che rappresentano circa il 32% della popolazione di riferimento), il recupero di quota parte dei conguagli è stato rinviato alle annualità successive al 2023, per un importo complessivamente pari a circa 592 milioni di euro.

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG per volumi erogati, sia l'eterogeneità dei costi unitari per servizio nelle diverse aree del Paese, per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità⁴¹. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG unitario mostrata nella figura 5.65, il minore valore medio del VRG per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,67 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,81 euro/m³), il valore medio unitario del VRG si attesta a 2,68 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex_{end}$ e gli $Opex_{al}$, il valore medio nazionale è pari a 1,31 euro/m³, compreso tra il valore medio di 0,95 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,52 euro/m³ nell'area Centro.

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. 5.66): a livello nazionale, il VRG per metro cubo di risorsa ero-

38 In particolare, si fa riferimento alla revisione delle componenti $Opex_{QC}$ e Op_{social} , nonché all'introduzione della componente Op_{mis} come definite all'art. 18 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

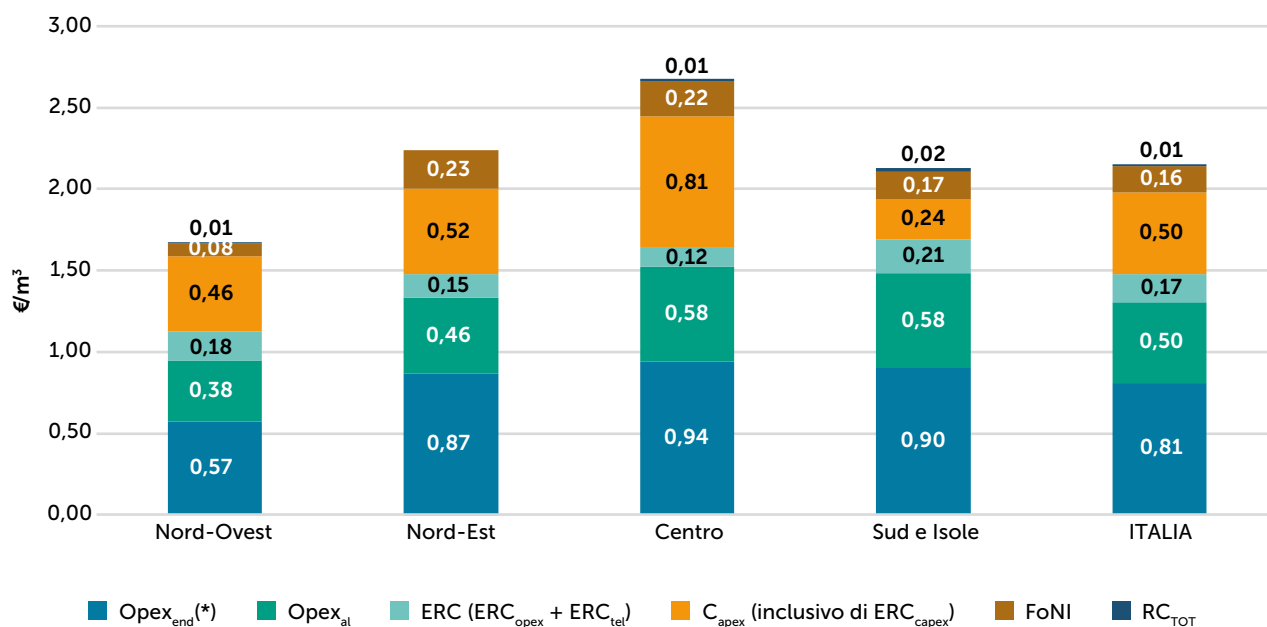
39 Con riferimento agli $Opex_{al}$, si rileva l'introduzione della componente legata agli oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi da depurazione (CO_{fanghi}), come definita dall'art. 22 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

40 La quota complessiva dei costi per le infrastrutture risulta leggermente inferiore a quella rilevata nella passata edizione ma il dato è da ricondurre più a una diversa composizione del campione che a una flessione di tale voce di costo. Nel campione, infatti, risulta presente un operatore di rilevanti dimensioni con un valore della quota eccezionalmente ridotta. L'esclusione di tale operatore dal computo condurrebbe a un valore complessivo di Capex inclusivo di ERC pari al 23,8%.

41 Con riferimento alle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio è stato espunto un *outlier* rappresentato da un operatore grossista.

gata (in media pari a 2,15 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,75 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,02 euro/m³.

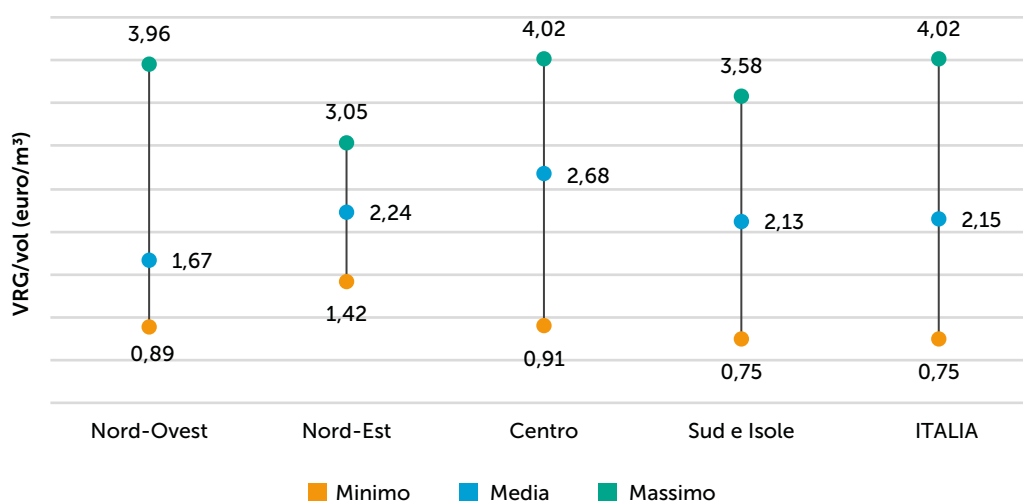
FIG. 5.65 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2021



(*) Include eventuali OP^{new}, Opex_{OC}, Opex_{QT}, OP_{social}, OP_{mis} e OP_{COVID}

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.66 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già accennato, l'Autorità, con delibera 580/2019/R/idr, ha introdotto un modello di promozione dell'efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione

in *cluster* di ciascuna gestione (Fig. 5.67)⁴², che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo risultante dall'applicazione del modello statistico elaborato dall'Autorità.

FIG. 5.67 Matrice dei cluster per la definizione dei γ_{ij}^{OP}

		CLUSTER (J) COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}}$		
		CLUSTER A $0 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	CLUSTER B $74 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	CLUSTER C $90 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$
CLASSE (I) COSTO OPERATIVO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}}$	CLASSE A: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{AA}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{A,B}^{OP} = -1$	$\gamma_{A,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₁ : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₂ : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
	CLASSE C ₁ : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C ₂ : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C _{over} : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{C_{OVER},A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{OVER},B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{OVER},C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: Allegato A alla delibera ARERA 580/2019/R/idr.

Il posizionamento nella matrice dei *cluster* determina il livello di *sharing* annuale ($1 + \gamma_{ij}^{OP}$) da applicare alla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. Per ciascun anno del periodo regolatorio 2020-2023, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2018}$ opportunamente inflazionata.

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 56 gestori, che servono circa il 67% della popolazione del campione. L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2018}$ è risultato, per l'anno 2021, pari a circa 25,9 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,5% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del γ_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.5. 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 639/2021/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'art. 36-bis dell'MTI-3, con la finalità di assicurare un efficace avvio delle iniziative che verranno intraprese nel prossimo quadriennio per la promozione dell'adozione di soluzioni innovative (...) attraverso l'introduzione di

42 Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda ai documenti per la consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr, e 19 novembre 2019, 480/2019/R/idr.

specifici meccanismi e misure incentivanti” (in coerenza con quanto prospettato, con riferimento alle linee strategiche dell’Autorità per il periodo 2022-2025, nella delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A).

TAV. 5.5 Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP}

γ^{OP}	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	$(1 + \gamma_{ij}^{OP}) \times \max(0; \Delta Opex)$	INCIDENZA SU $Opex_{end}$
- 9/10	18	9.104.660	5.008.067	1,1%
- 7/8	14	10.812.724	8.898.224	1,4%
- 5/6	7	3.229.381	2.211.034	1,2%
- 3/4	13	4.729.265	8.601.254	2,8%
- 1/2	3	821.907	1.090.315	2,1%
0	1	963.460	71.487	0,1%
TOTALE	56	29.661.397	25.880.381	1,5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con l’MTI-3 l’Autorità ha previsto la facoltà per il soggetto competente di ricomprendere nell’ambito delle pertinenti proposte tariffarie (motivandone adeguatamente i presupposti) eventuali oneri aggiuntivi, $Opex_{tel}$, rispetto a quelli ricompresi nelle componenti $Opex_{end}$ e $Opex_{al}$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie incluse tra gli $Opex_{tel}$ e in particolare gli $Opex_{QT}$ (Tav. 5.6), gli Op_{social} (Tav. 5.7) e gli Op_{mis} (Tav. 5.8)⁴³, nonché, a seguire, alcuni degli ulteriori elementi di novità introdotti dalla delibera 580/2019/R/idr e di cui si è già fatto cenno nella *Relazione Annuale 2021*. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui proposti 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.

TAV. 5.6 $Opex_{QT}$ per l’anno 2021

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	TOTALE $Opex_{QT}$ (2021, EURO)		TOTALE $Opex_{QT}$ (INCLUSA QUOTA ERC) (2021, EURO PRO CAPITE)
			$Opex_{QT}$ (2021, EURO)	$Opex_{QT}$ ESPlicitATI COME ERC (2021, EURO)	
Nord-Ovest	6	6.951.868	667.607	5.224.943	0,8
Nord-Est	15	4.973.085	1.513.266	745.815	0,5
Centro	17	8.792.221	4.543.458	5.762.167	1,2
Sud e Isole	4	5.933.718	1.298.223	941.226	0,4
ITALIA	42	26.650.892	8.022.555	12.674.151	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l’adeguamento agli standard di qualità tecnica ($Opex_{QT}$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 42 gestioni, che erogano il servizio a 26.650.892 abitanti – ammontano complessivamente a circa 20,7 milioni di euro per l’anno 2021 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC (61,2%), come si evince dalla tavola 5.6.

⁴³ Per una disamina degli oneri connessi all’adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex_{QC}$, si rinvia al paragrafo “Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale”, in questo Capitolo 5.

La successiva tavola 5.7 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{social} (valorizzata per 49 gestioni che servono 28.405.021 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 riferite ai costi per l'intervento di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lettera a) dell'allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI), ammontano a circa 28,2 milioni di euro nel 2021 (corrispondenti a 1 euro/abitante).

TAV. 5.7 Op_{social} in tariffa per l'anno 2021

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	Op_{social} (2021, EURO)		Op_{social} (2021, EURO PRO CAPITE)
			Op_{social} PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2021, EURO)	Op_{social} PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETTERA A) REMSI (2021, EURO)	
Nord-Ovest	13	9.497.878	4.098.629	1.570.602	0,6
Nord-Est	18	5.729.831	4.640.000	46.000	0,8
Centro	14	9.127.822	11.460.439	1.622.572	1,4
Sud e Isole	4	4.049.490	4.634.546	154.691	1,2
ITALIA	49	28.405.021	24.833.613	3.393.865	1,0

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Infine (Tav. 5.8), si rileva un minore ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (Op_{mis}) connessi all'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. Rispetto al totale delle 99 gestioni considerate nel campione, in sostanziale continuità con la *Relazione Annuale* 2021, gli oneri in parola sono stati quantificati in 15 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto in tariffa di circa 2,3 milioni di euro (circa 0,2 euro per abitante servito).

TAV. 5.8 Op_{mis} in tariffa per l'anno 2021

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op_{mis} (2021, EURO)	Op_{mis} (2021, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	4	4.740.611	759.900	0,2
Nord-Est	1	475.780	110.077	0,2
Centro	8	3.394.193	668.314	0,2
Sud e Isole	2	1.540.477	747.248	0,5
ITALIA	15	10.151.061	2.285.539	0,2

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Taluni elementi di novità nella regolazione introdotti con l'MTI-3

Tra gli elementi di novità introdotti dalla delibera 580/2019/R/idr rientrano anche talune 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 quindi promosso 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 multisettorialità, 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 nelle tavole 5.9 e 5.10.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2 ", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa alla riduzione dell'utilizzo della plastica, in particolare nell'area del Centro. Complessivamente, la misura ha riguardato 29 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 15.474.169 abitanti, residenti nell'Italia centro-settentrionale), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.9 Costi e ricavi delle "Attività b_2 " valorizzati in tariffa 2021

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2021 (EURO)	RICAVI 2021 (EURO)	COSTI 2021 (EURO)	RICAVI 2021 (EURO)	COSTI 2021 (EURO)	RICAVI 2021 (EURO)
Nord-Ovest	10	7.490.816	653.531	321.974	2.363.967	2.067.019	26.964	26.964
Nord-Est	10	2.631.844	726.611	628.137	53.240	21.220	0	0
Centro	8	3.805.956	2.256.149	1.232.887	0	0	19.111	95.557
Sud e Isole	1	1.545.553	0	0	0	0	17.500	21.421
ITALIA	29	15.474.169	3.636.291	2.182.998	2.417.207	2.088.239	63.576	143.942

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 5.10 si rileva che, in fase di prima applicazione, la misura ha riguardato 51 gestori (che servono 24.111.062 abitanti) e che il risparmio del costo di fornitura elettrica conseguito dai medesimi operatori per effetto di interventi di efficienza energetica ($\Delta_{\text{risparmio}}$) incide complessivamente per lo 0,47% rispetto ai costi di

energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 3,5 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,15 euro per abitante servito.

TAV. 5.10 Ripartizione del $\Delta_{\text{risparmio}}$ per area geografica

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	$\Delta_{\text{risparmio}}$ 2021 (EURO)	INCIDENZA MEDIA SU COEE $\Delta_{\text{risparmio}}$
Nord-Ovest	12	5.763.242	970.460	0,34%
Nord-Est	19	4.859.324	1.036.136	0,49%
Centro	12	4.237.345	591.076	0,21%
Sud e Isole	8	9.251.151	932.116	0,84%
TOTALE	51	24.111.062	3.529.788	0,47%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sebbene non ancora impiegate in modo sufficientemente diffuso, le richiamate misure, che esplicitano un'ottica di economia circolare nel settore, potranno essere ulteriormente rafforzate per migliorare i profili di sostenibilità del comparto.

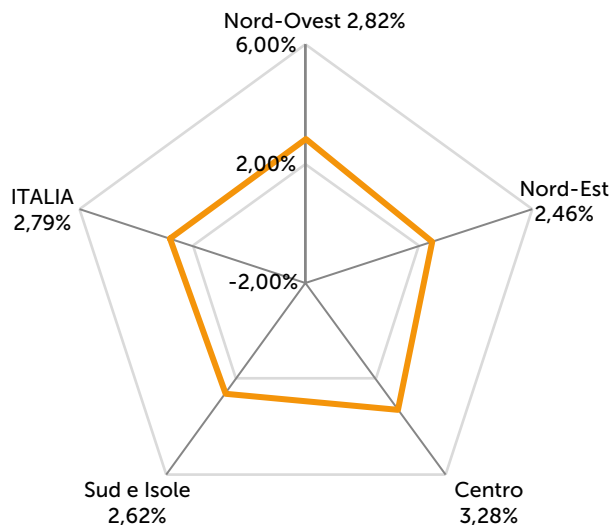
Variazioni tariffarie e investimenti

Con riferimento al medesimo campione di cui si è dato conto nel paragrafo precedente (99 gestori che servono 44.058.385 abitanti, dei quali 31 operatori – che servono una popolazione di 9.690.846 abitanti – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale, la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, risulta pari al 2,79%⁴⁴.

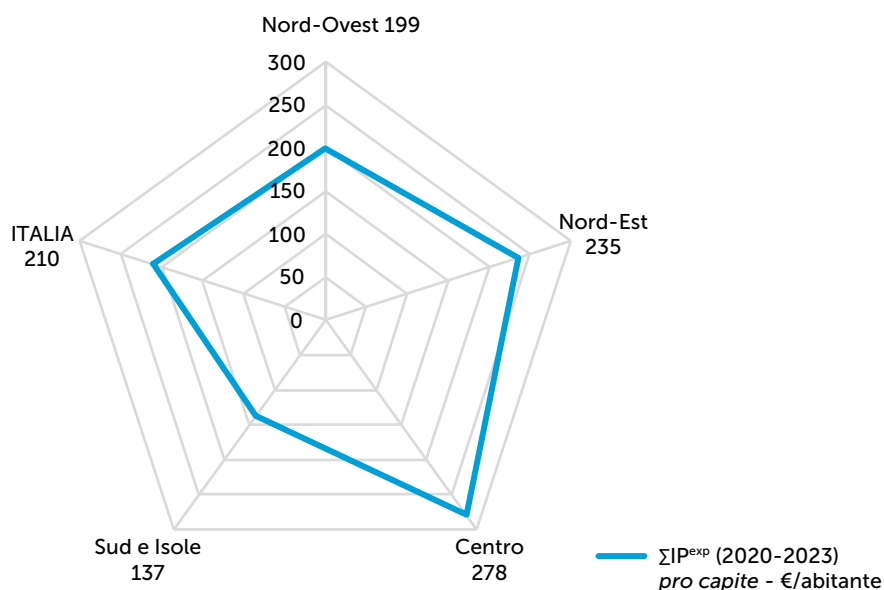
Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese mostrano un minor grado di eterogeneità rispetto alle annualità passate: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +2,62% nell'area Sud e Isole, a +3,28% nel Centro, a +2,46% nel Nord-Est e al +2,82% nel Nord-Ovest (Fig. 5.68).

Con riferimento agli investimenti programmati, analizzando un campione composto da 121 gestioni che servono 46.923.184 abitanti (ricomprendendo anche i maggiori fornitori all'ingrosso e i dati rinvenibili nelle istanze di aggiornamento tariffario presentate dagli operatori, non ancora validate e approvate dai pertinenti Enti di governo dell'ambito), il valore della spesa per investimenti *pro capite* (al netto di contributi pubblici) si attesta – per l'intero quadriennio 2020-2023 – a 210 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 50 euro/abitante/anno), con valori pari a 278 euro/abitante nel Centro e a 199 euro/abitante nel Nord-Ovest. Da rilevare, invece, le risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nell'area Sud e Isole, in cui, nel quadriennio considerato, il valore si ferma a 137 euro/abitante (Fig. 5.69).

⁴⁴ Considerando anche le 22 gestioni comunali operanti in Calabria (riferite a una popolazione di 154.321 abitanti), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio di convergenza, la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza si attesta, a livello nazionale, al 2,78%, facendo registrare al Sud un incremento medio del 2,57%.

FIG. 5.68 *Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2021*

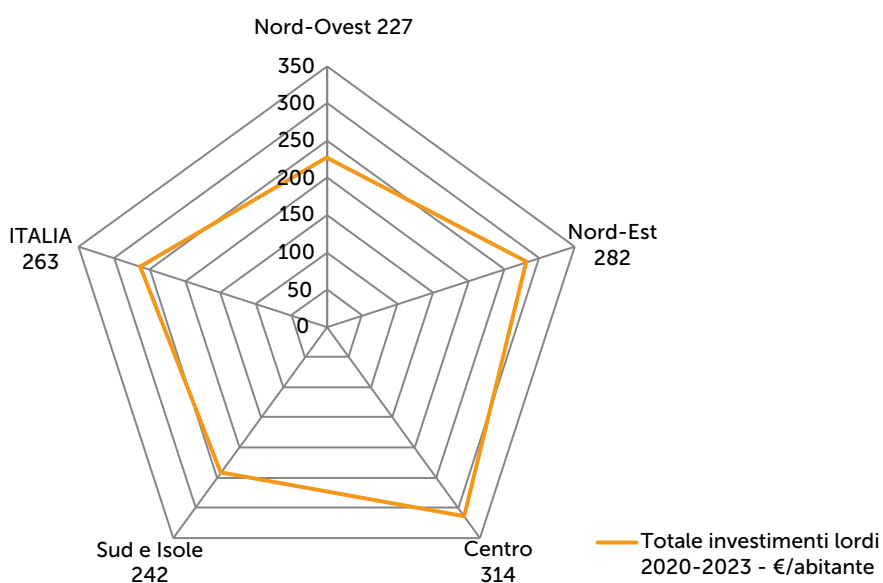
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.69 *Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione, gli investimenti programmati per il quadriennio 2020-2023 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 263 euro/abitate a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 65,8 euro/abitate), mentre, in continuità rispetto alla precedente edizione, il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 314 euro/abitate per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.70).

FIG. 5.70 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023

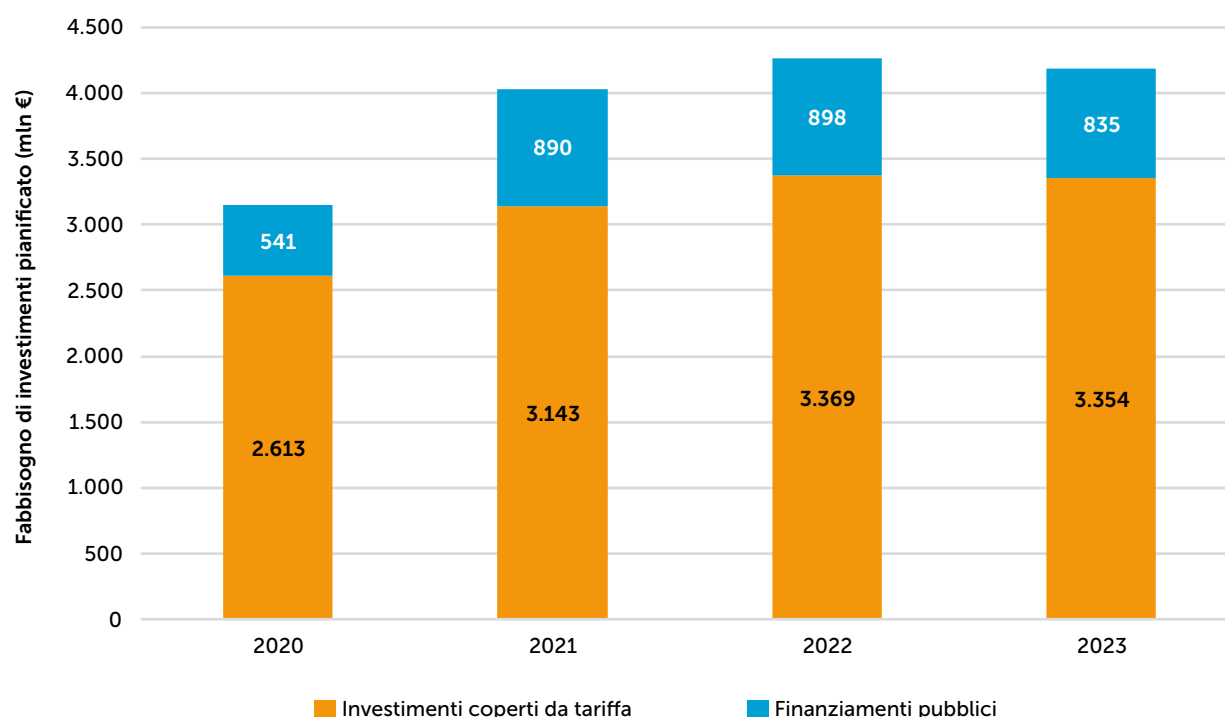


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Tenuto conto delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti, in termini assoluti – per il campione di 121 gestori che servono 46.923.184 abitanti – ammonta complessivamente a 12,4 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,5 miliardi di euro nel 2020, a 3,2 miliardi di euro nel 2021, 3,4 miliardi di euro nel 2022 e 3,3 miliardi di euro nel 2023.

Estendendo l'analisi sulla base della popolazione residente nel Paese, il fabbisogno di investimenti per il comparto idrico nel periodo 2020-2023 è stimabile in 15,6 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,9 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio come riportato nella Fig. 5.71). Da considerare che il fabbisogno qui rappresentato non tiene conto del potenziale impulso che potrebbe derivare dalle politiche di pianificazione e di sostegno agli investimenti infrastrutturali nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

FIG. 5.71 Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (estensione a livello nazionale del fabbisogno di investimenti pianificato in 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 2018 e 2019.

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il periodo regolatorio 2020-2023, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato dei generali miglioramenti nella capacità di realizzazione degli investimenti programmati. Il tasso di realizzazione⁴⁵ è risultato, infatti:

- per il 2018, pari al 100,8%, valore che risente della presenza di un operatore di rilevanti dimensioni, da considerarsi come *outlier* (il cui tasso di realizzazione pare influenzato, in particolare, dal dimensionamento molto contenuto della quantificazione degli interventi relativa all'annualità in parola): escludendo tale valore, il tasso di realizzazione medio nazionale per il 2018 si attesterebbe al 97%;
- per il 2019, al 94,5%.

Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso". Inoltre, dall'analisi dei dati del campione in esame si riscontra una forte variabilità nei tassi di realizzazione, la cui distribuzione è caratterizzata dalla presenza di taluni operatori (26, che

⁴⁵ 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 $IP_{t,c}$ (al netto 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).

servono 14.568.364 abitanti) la cui spesa effettiva degli investimenti è risultata superiore al 100%. Per le restanti gestioni permangono, dunque, talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi come già rappresentate nelle passate edizioni della *Relazione Annuale*⁴⁶ e per le quali, dall'analisi dei dati del campione in esame, emergono livelli dei tassi di realizzazione medi pari all'86,5% per il 2018 e all'83,8% per il 2019⁴⁷.

Al riguardo si segnala che, anche nel corso del 2021, l'Autorità ha proseguito la verifica – caso per caso e nell'ambito dei singoli provvedimenti di approvazione delle predisposizioni tariffarie per il periodo regolatorio 2020-2023 – dell'impiego da parte degli Enti di governo dell'ambito delle specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori, in tutti quei casi in cui gli operatori abbiano fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori (per gli anni 2016, 2017, 2018 e 2019, in applicazione dell'MTI-2 e successivo aggiornamento) di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite.

Articolazione dei corrispettivi

Viene illustrata di seguito un'analisi circa la spesa sostenuta dall'utenza domestica residente per l'anno 2021⁴⁸, sulla base di un campione di 93 gestioni⁴⁹ che operano in 65 ATO/sub-ambiti e che servono circa 39 milioni di abitanti (Tav. 5.11).

TAV. 5.11 Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB-ATO (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	16	10.901.046	24
Nord-Est	21	10.052.894	33
Centro	17	10.202.793	24
Sud e Isole	11	7.773.907	12
ITALIA	65	38.930.639	93

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi associata all'utenza domestica residente. In particolare, la tavola 5.12 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti superiori di ciascuno scaglione.

⁴⁶ In particolare, con riferimento alle criticità riscontrate nella realizzazione degli investimenti programmati, si confermano le già rilevate casistiche in cui:

- si è rivelata debole l'iniziativa delle istituzioni competenti, che in taluni casi impiegano tempi lunghi nelle valutazioni dell'assetto gestionale desiderato (propedeutico all'identificazione degli obiettivi specifici e alla stima dei costi efficienti necessari a conseguirli); ciò induce a rinviare *sine die* la realizzazione di interventi per il miglioramento delle infrastrutture idriche, poiché, alla luce del quadro istituzionale esistente, non è possibile ricondurre le azioni delle istituzioni su traiettorie di miglioramento, sulla base della normativa vigente;
- si è rivelata debole l'azione di coordinamento nella realizzazione degli atti necessari all'avvio della realizzazione degli interventi, come le attività di progettazione esecutiva o quelle di conseguimento delle autorizzazioni previste;
- sono emerse criticità nella capacità realizzativa asseritamente riconducibili alle difficoltà introdotte con la nuova disciplina dettata dal cosiddetto Codice degli appalti (decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50).

⁴⁷ Cfr. *Relazione Annuale 2020*, Volume 1, Capitolo 5. Inoltre, si ritiene utile evidenziare che, con riferimento al 2011 (anno antecedente all'attribuzione all'Autorità delle funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici) – come riportato nel documento per la consultazione 25 luglio 2013, 339/2013/R/ldr –, "il tasso medio di realizzazione degli investimenti [risultava] pari al 55,86%, con elevata variabilità tra valori massimi e minimi".

⁴⁸ Ai fini dell'analisi esposta nella presente sezione, sono state considerate le articolazioni tariffarie applicate nel 2019 dai gestori del campione di riferimento, aggiornando le relative quote fisse e variabili sulla base del pertinente moltiplicatore tariffario 9, determinato dai soggetti competenti per l'anno 2021 in applicazione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3).

⁴⁹ Si consideri che per 29 gestioni del campione (che erogano il servizio a 6,3 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

TAV. 5.12 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2021 (valori medi)*

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZIA
Minimo di scaglione (m³)	0	75	146	219	302
Max scaglione (m³)	74	145	218	301	-
Popolazione residente (abitanti)	38.930.639	38.930.639	34.673.189	22.278.817	22.037.223

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, la tavola 5.12 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta più ampia di quella definita dall'allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (di seguito TICS), 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 indicata dall'Autorità e fissata pari a 54,75 m³/anno (tenuto conto del quantitativo minimo vitale – di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 m³/anno – per un'utenza domestica residente tipo composta da 3 persone).

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.13, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,57 euro/m³, da cui si desume il livello di agevolazione media applicata pari a circa il 40% della tariffa base, valore compreso nell'intervallo stabilito dal TICS (compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base).

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, sulla base del campione esaminato, si rileva un valore in media pari a circa 4,7, in linea con la disposizione del TICS di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

TAV. 5.13 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie (anno 2021)*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZIA	TARIFFA DI II ECCEDENZIA	TARIFFA DI III ECCEDENZIA
Media ponderata della popolazione (euro/m³)	0,574	0,958	1,479	2,124	2,688
Max (euro/m³)	1,311	1,891	4,671	5,480	6,130
Min (euro/m³)	0,122	0,141	0,290	0,491	0,540
Popolazione residente (abitanti)	38.930.639	38.930.639	34.673.189	22.278.817	22.037.223

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in ossequio al comma 6.2 del TICS, i cui valori di riferimento (pari, in media, a 0,278 euro/m³ per la fognatura e a 0,633 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.14.

Per quanto attiene alla quota fissa, i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.15, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 29 euro/anno, di cui 16,5 euro/anno per il servizio di acquedotto, 4,6 euro/anno per il servizio di fognatura e 8,2 euro/anno per il servizio di depurazione, con una elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

TAV. 5.14 *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie (anno 2021)*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,278	0,633
Max (euro/m ³)	1,068	1,163
Min (euro/m ³)	0,126	0,329
Popolazione residente (abitanti)	38.930.639	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.15 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente (anno 2021)*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/anno)	16,5	4,6	8,2	29,0
Max (euro/anno)	48,3	30,8	28,0	79,8
Min (euro/anno)	2,0	0,4	0,4	5,7
Popolazione residente (abitanti)	38.930.639			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2021

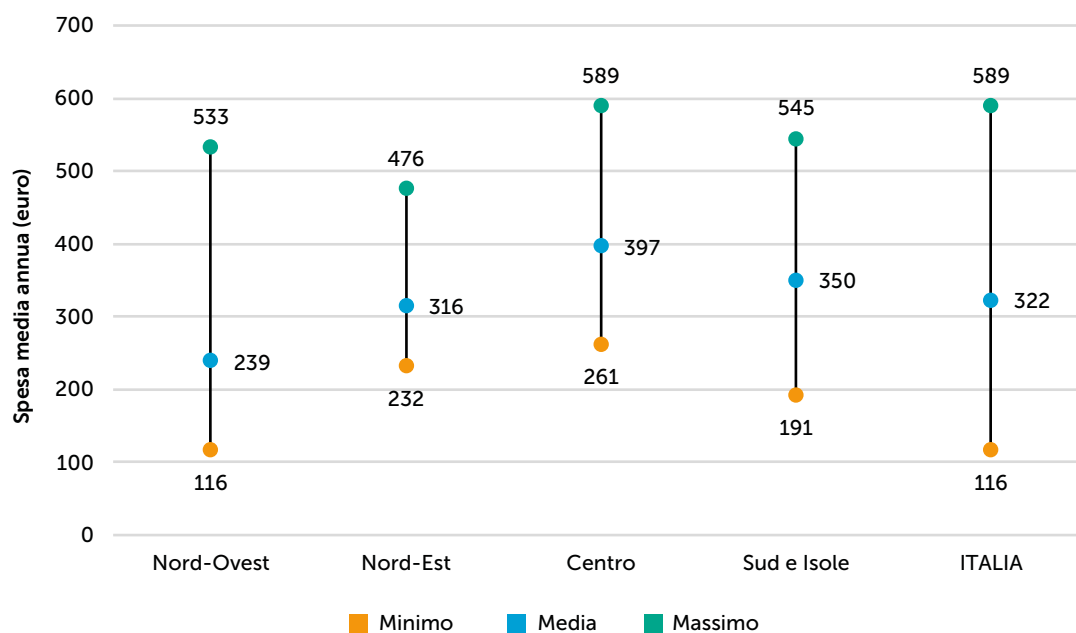
Come riportato nella tavola 5.16, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2021 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m³), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 322 euro/anno (2,15 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (239 euro/anno) e più elevato nel Centro (589 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2021 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macro-area del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2020-2023, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

TAV. 5.16 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2021 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro/m ³)
Nord-Ovest	Media ponderata per la popolazione	239,0	1,59
	Max	532,6	3,55
	Min	116,2	0,77
Nord-Est	Media ponderata per la popolazione	315,5	2,10
	Max	476,3	3,18
	Min	232,1	1,55
Centro	Media ponderata per la popolazione	396,9	2,65
	Max	589,3	3,93
	Min	260,8	1,74
Sud e Isole	Media ponderata per la popolazione	350,1	2,33
	Max	544,8	3,63
	Min	191,2	1,27
ITALIA	Media ponderata per la popolazione	322,3	2,15
	Max	589,3	3,93
	Min	116,2	0,77

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.72, 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. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 239 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 116 euro/anno e un massimo di 533 euro/anno.

FIG. 5.72 Variabilità della spesa media annua nel 2021 (in euro per consumi annuali di 150 m³)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.17), si osserva come il 39,5% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 127,3 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 41,7 euro/anno (12,9% del totale) e a 95 euro/anno (29,5%).

TAV. 5.17 Componenti della spesa media nel 2021 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³ (euro/anno)	127,3	41,7	95,0	29,0	29,3
Incidenza sulla spesa totale	39,5%	12,9%	29,5%	9,0%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel corso del mese di maggio 2022 si è chiusa la sesta edizione della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁵⁰, 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 2021 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito

⁵⁰ La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del servizio idrico integrato sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

all'introduzione degli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 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 sesta edizione della raccolta sono stati acquisiti anche i dati di riepilogo utili alla valutazione dei macro-indicatori di qualità contrattuale sui quali è basato il meccanismo di premi e penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/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 a segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Attraverso la presente *Relazione Annuale* viene fornita un'illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2021, 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 stati forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono state raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁵¹.

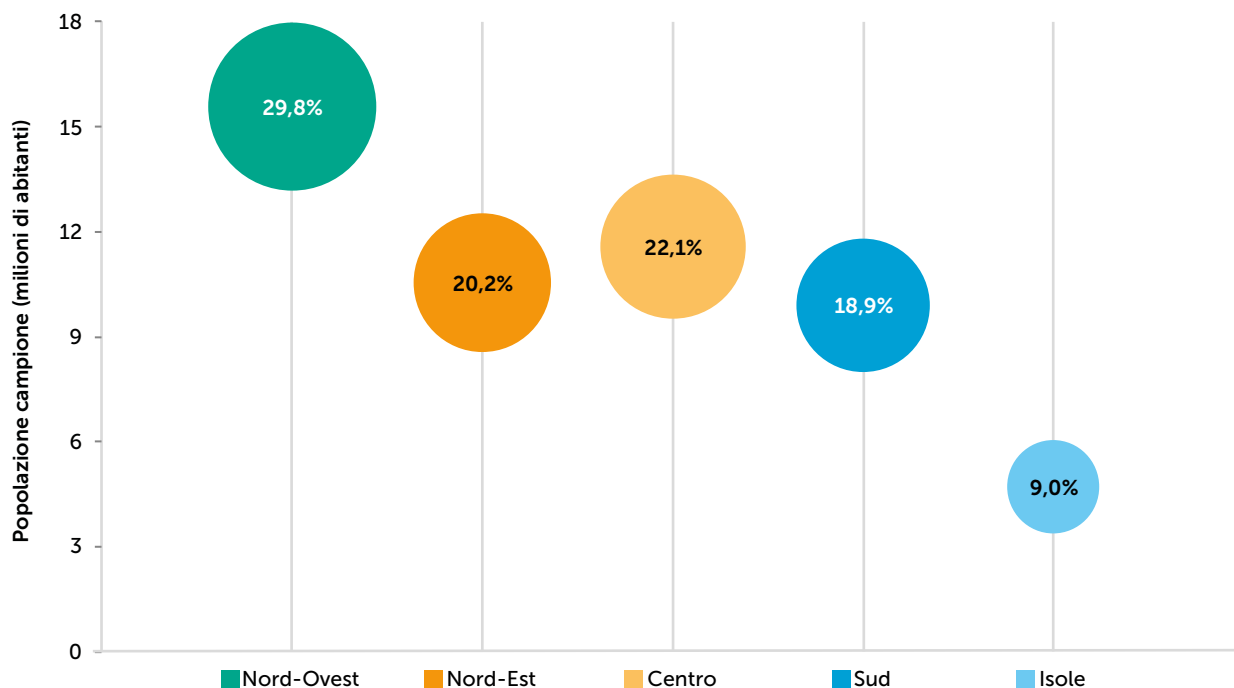
Nei successivi sottoparagrafi vengono riportati gli esiti di un'analisi effettuata su un *panel* composto da 272 gestioni, che copre circa l'86,5% della popolazione residente italiana (52,3 milioni di abitanti). Nella figura 5.73 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2021, il 50% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 22,1% nelle regioni del Centro, il 18,9% nelle regioni del Sud e il 9,0% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2020⁵², per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2021*.

51 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con la delibera 547/2019/R/idr, a partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate con riferimento alle sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr) e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo TICSII, ossia:

- uso domestico (art. 2 TICSII);
- uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

In precedenza, i gestori erano tenuti a registrare e rendicontare le prestazioni aggregandole per le quattro tipologie d'uso, originariamente individuate dall'RQSII, in coerenza con le previsioni recate dal DPCM 29 aprile 1999, ossia: uso civile domestico, uso civile non domestico, altri usi e usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

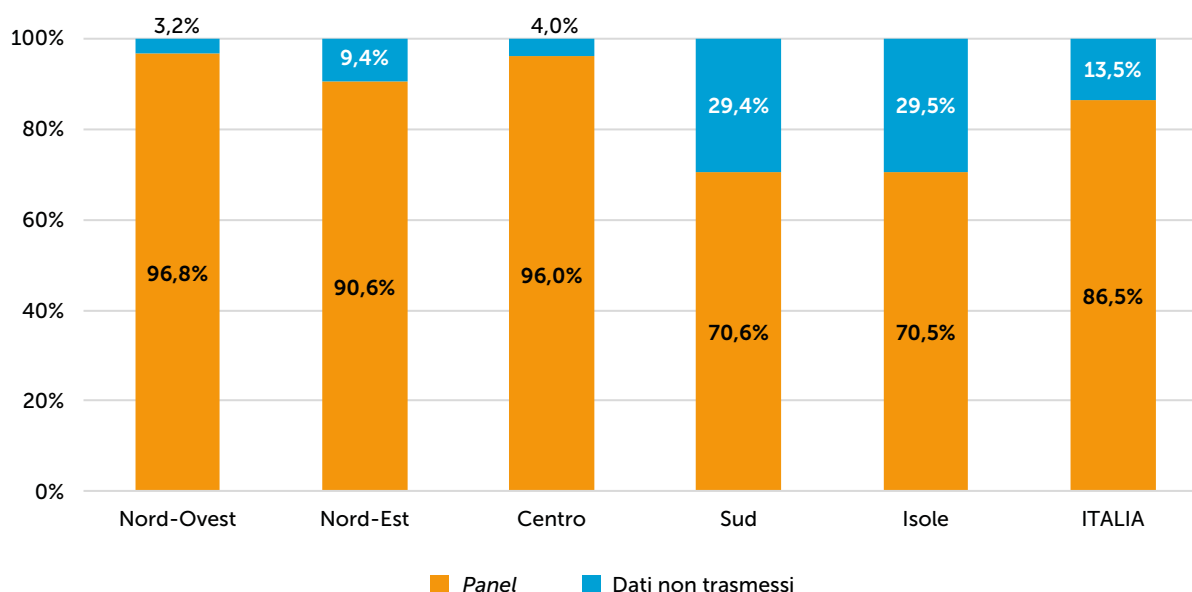
52 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2020 un insieme di 286 gestioni, che erogano il servizio a circa l'83% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.73 Ripartizione del panel 2021 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.74), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura del 96,8%, e il Centro, con una copertura pari al 96,0%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 90,6%. Come per le precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud e delle Isole, pur mostrando un primo incremento rispetto al passato che permette di registrare una copertura del 70% circa in entrambe le aree (contro il 67% e il 60,9% del *panel* 2020); continuano a pesare, pertanto, le differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

FIG. 5.74 Popolazione servita dal panel 2021 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'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 2021 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella *Relazione Annuale 2020*⁵³. 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 ai quali è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, riportando un confronto tra il 2021 e il 2018, che costituisce il livello di partenza sulla base del quale sono stati individuati gli obiettivi da raggiungere nel 2021. 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.

Prima di analizzare nel dettaglio le *performance* di qualità contrattuale registrate, si ritiene opportuno evidenziare che anche tale ambito ha risentito degli effetti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, che ha richiesto ai gestori di mettere in atto ogni misura possibile finalizzata alla protezione sanitaria degli utenti e del personale dipendente, garantendo al contempo le condizioni di continuità e sicurezza del servizio. Al riguardo si rammenta che, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, l'Autorità aveva chiarito che il mancato rispetto di standard di qualità contrattuale connesso all'emergenza epidemiologica da Covid-19 potesse essere ricondotto alle "cause di forza maggiore", comunque richiedendo all'EGA – fermo restando in capo all'operatore l'onere di provare le richiamate circostanze integranti la forza maggiore – di effettuare verifiche, anche a campione, volte in particolare ad accertare (sulla base della documentazione e delle informazioni prodotte dal gestore medesimo) che le eventuali misure di contenimento e contrasto alla diffusione del virus adottate dall'operatore abbiano effettivamente impedito o ritardato il gestore nel rispettare lo standard di qualità.

⁵³ Si precisa che in alcuni casi i dati del 2020 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2020* per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

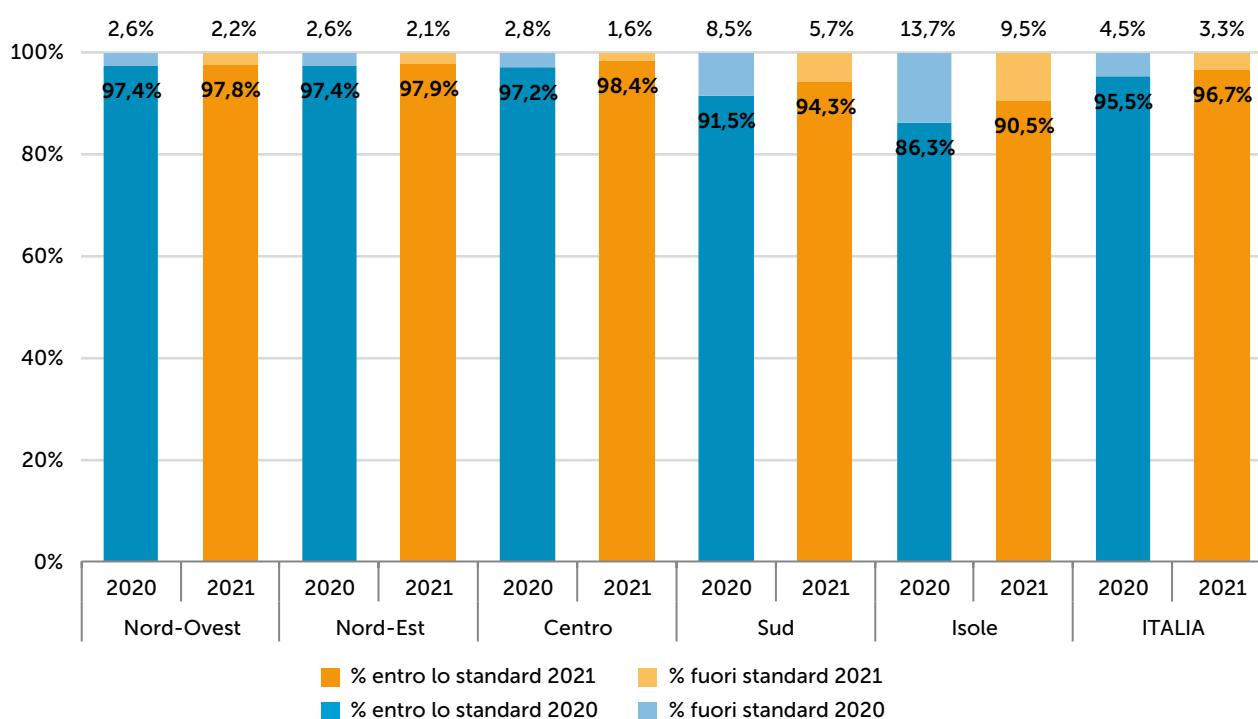
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2021

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 dall'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 5.75 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 prestazioni⁵⁴ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2021, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, che risulta peraltro in miglioramento rispetto al 2020, almeno in parte grazie a un progressivo adeguamento delle prassi gestionali alla situazione emergenziale imposta dall'epidemia da Covid-19, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,3% (4,5% nel 2020).

FIG. 5.75 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

⁵⁴ 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 complessiva 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 (72,8 milioni di prestazioni nel 2021), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2021 livelli di rispetto pari a circa il 98% nel Nord e nel Centro; quest'ultima area mostra il miglioramento più consistente (1,2%) e che oramai consolida i risultati degli sforzi profusi per garantire migliori livelli di qualità del servizio da fornire all'utenza, effettuando le prestazioni richieste nel rispetto degli standard previsti nella Carta dei servizi, in molti casi fissati a livelli migliorativi rispetto a quelli minimi stabiliti dalla regolazione di settore. Il miglioramento del livello di rispetto medio nazionale è, per il 2021, favorito anche dalle *performance* fatte registrare dalle gestioni del Sud (+2,8%) e delle Isole (+4,2%), che hanno invertito la tendenza evidenziata nella *Relazione Annuale 2021*.

Nella tavola 5.18 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2021 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2020 con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici e fognari senza sopralluogo, oltre che per alcune comunicazioni quali le risposte a richieste scritte di informazioni, l'esito delle verifiche del livello di pressione e del misuratore (qualora effettuate *in loco*); si evidenzia, inoltre, anche un sostanziale miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi per la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni lavorativi), che fa registrare livelli di rispetto pari al 98,3% (+2%), miglioramento che potrebbe essere stato favorito anche dal progressivo adeguamento dei gestori alla regolazione specifica⁵⁵.

Infine, si registra un sensibile incremento della quota di fuori standard per cause imputabili al gestore, circostanza anche in questo caso riconducibile alla situazione emergenziale causata dalla pandemia che, essendo risultata nel 2021 meno severa rispetto all'anno precedente, ha verosimilmente portato i gestori a un minore ricorso all'imputazione del mancato rispetto alle cause di forza maggiore.

TAV. 5.18 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2020-2021

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2021	% ENTRO LO STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	446.691	98,6%	1,4%	1,5%	69,6%	75,7%
Tempo di attivazione, della fornitura	152.071	92,5%	7,5%	8,3%	61,1%	57,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	212.699	94,7%	5,3%	6,9%	67,1%	63,0%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	49.934	98,3%	1,7%	3,7%	94,5%	98,1%

(segue)

⁵⁵ Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato introdotta con la delibera 311/2019/R/idr, e il relativo allegato A "REMSI", entrati in vigore a far data dal 1° gennaio 2020.

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2021	% ENTRO LO STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata alla portata del misuratore	785	89,6%	10,4%	5,0%	93,9%	100,0%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata alla portata del misuratore	177.506	96,0%	4,0%	4,4%	66,9%	73,8%
Tempo di esecuzione della voltura	629.654	98,0%	2,0%	2,5%	87,2%	79,7%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	20.943	94,2%	5,8%	10,5%	53,0%	34,7%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.798	97,0%	3,0%	4,6%	87,0%	30,6%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	112.581	94,1%	5,9%	8,3%	55,3%	47,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	15.419	98,6%	1,4%	1,0%	94,1%	60,2%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	22.533	93,2%	6,8%	8,1%	63,2%	60,8%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.318	97,3%	2,7%	2,5%	95,2%	47,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.281	95,0%	5,0%	14,5%	48,7%	27,8%

(segue)

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2021	% ENTRO LO STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	29.400	90,0%	10,0%	14,3%	71,5%	49,7%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	6.914	91,4%	8,6%	9,9%	48,6%	49,0%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	4.469	96,6%	3,4%	9,2%	45,5%	58,7%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	14.033	94,3%	5,7%	9,0%	75,3%	65,1%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	15.229	94,5%	5,5%	7,9%	24,2%	32,6%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	4.295	98,4%	1,6%	6,1%	86,6%	83,8%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	3.083	87,1%	12,9%	24,2%	82,7%	91,1%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	9.866	97,2%	2,8%	7,5%	57,8%	83,5%
Tempo per la risposta a reclami	138.356	93,7%	6,3%	9,4%	94,1%	94,1%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	316.195	99,0%	1,0%	2,9%	74,4%	44,3%
Tempo per l'emissione della fattura	70.389.244	99,5%	0,5%	1,6%	24,9%	18,4%
Tempo di rettifica di fatturazione	36.867	96,1%	3,9%	4,9%	86,3%	50,7%

(segue)

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2021	% ENTRO LO STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	135	92,6%	7,4%	3,6%	20,0%	100,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	122	93,4%	6,6%	3,6%	0,0%	100,0%

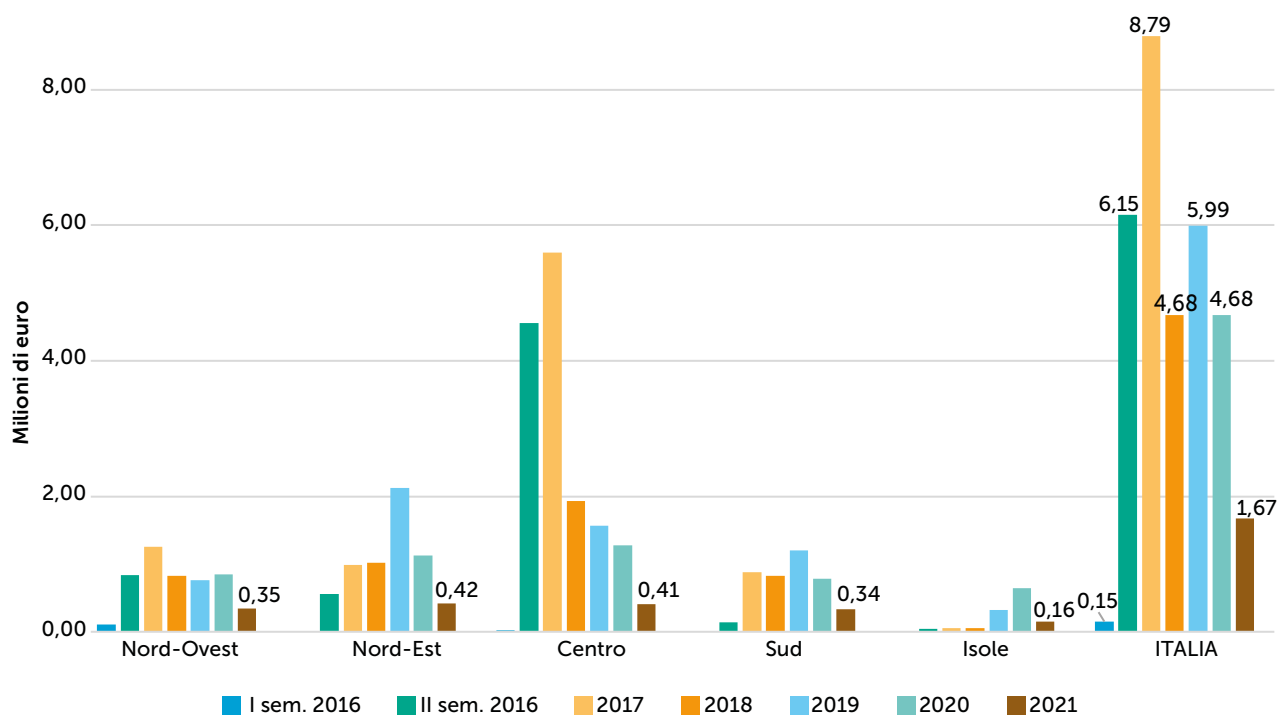
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

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 5.76 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel primo semestre 2016 (prima dell'entrata in vigore della RQSII), nel secondo semestre 2016 e nelle successive annualità fino al 2021⁵⁶.

⁵⁶ Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2018 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2019 (a causa del fisiologico lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2020 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2018.

FIG. 5.76 Totale indennizzato nel periodo 2016-2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII e della determina 6 dicembre 2016, 5/2016 – DSID.

I dati, disaggregati anche per area geografica, consentono innanzitutto di evidenziare come a livello nazionale la regolazione della qualità contrattuale dell'Autorità – in particolare la previsione relativa all'erogazione automatica dell'indennizzo in bolletta da parte del gestore – abbia rafforzato la tutela degli utenti in caso di disservizio, garantendo l'effettiva erogazione dei rimborsi dovuti. Difatti, a fronte di un totale indennizzato in Italia, nel primo semestre 2016, pari a circa 0,15 milioni di euro, nel secondo semestre 2016 (primo semestre di applicazione dell'RQSII) e nell'anno 2017 sono stati erogati, rispettivamente, indennizzi per 6,15 e 8,79 milioni di euro. Con riferimento alle annualità 2018, 2019 e 2020, inoltre, risultano erogati indennizzi per un ammontare pari rispettivamente a 4,68, 5,99 e ancora 4,68 milioni di euro: l'entità più contenuta di tali indennizzi, rispetto a quelli registrati nel primo anno e mezzo di applicazione dell'RQSII, è da ricondurre, almeno parzialmente, al miglioramento dei livelli qualitativi e a un graduale adeguamento delle gestioni agli standard previsti dalla regolazione dell'Autorità.

Con riferimento all'annualità 2021, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2021, indennizzi per circa 1,67 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 2022.

Il dato disaggregato per area mostra come la quota principale degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel secondo semestre 2016 e nel 2017, e in misura minore nel 2018, sia stata erogata dalle gestioni del Centro, la maggior parte delle quali ha, però, definito numerosi standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.79), mentre nel 2019 le gestioni del Nord-Est risultano quelle che hanno erogato la quota più consistente di indennizzi, pari a circa 2 milioni di euro. L'ammontare di indennizzi erogati risulta ancora molto contenuto al Sud e soprattutto nelle Isole, dove i dati sono fortemente influenzati dalla ridotta rappresentazione dei gestori di queste aree all'interno del *panel* (anche alla luce dell'elevata frammentazione gestionale).

Concentrando l'attenzione su quanto registrato nella sola annualità 2021, nella tavola 5.19 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

Entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico") fanno evidenziare che il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2021 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2020 non erogati nella medesima annualità per il citato *lag* temporale (generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile); il suddetto *lag* risulta evidente anche per quanto riguarda il solo 2021, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (33.177 indennizzi erogati, per un totale di quasi 1,67 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.76) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (255.676 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; tale evidenza sembrerebbe suggerire che le prestazioni richieste dalle altre tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un più alto grado di complessità.

TAV. 5.19 *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2021 (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 2021	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2020	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2019 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2021 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2021 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICSI)	192.536	0,012	26.341	48.895	15.914	4.033.004	0,249
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICSI)	63.140	0,027	6.836	32.911	3.013	1.749.960	0,753
TOTALE	255.676	0,014	33.177	81.806	18.927	5.782.964	0,312

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dall'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 2021 un buon livello di rispetto dello standard, pari ad almeno il 90% per oltre la metà degli indicatori considerati. Tale circostanza emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.20, nella quale viene fornito un dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2021, offrendo altresì un confronto con quanto rilevato per il 2020; il confronto permette di evidenziare che generalmente la maggioranza degli indicatori mostra un miglioramento nel biennio, fatta eccezione per i tempi di risposta alle richieste di rettifica di fatturazione e per i tempi di comunicazione dell'avvenuta variazione contrattuale, indicatori sui quali una più approfondita analisi del dato ha rivelato che il peggioramento della media nazionale è riconducibile essenzialmente alla per-

formance particolarmente negativa di tre gestioni operanti al Sud e nelle Isole. Prosegue invece il miglioramento dei tempi medi di attesa agli sportelli fisici (da 9,43 minuti nel 2020 a 7,14 minuti nel 2021), prestazione sulla quale ha probabilmente influito positivamente il ricorso alla ricezione su appuntamento, resasi necessaria per rispettare le disposizioni normative volte a evitare assembramenti e ad assicurare il necessario distanziamento alla luce dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

TAV. 5.20 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2021	% ENTRO LO STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2020
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	5.251	93,1%	6,9%	7,6%	84,0%	70,1%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	12.899	78,2%	21,8%	22,6%	77,2%	59,7%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	9.935	90,7%	9,3%	11,1%	69,0%	56,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	56.684	86,9%	13,1%	14,7%	71,3%	63,3%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	236.074	90,8%	9,2%	9,8%	80,9%	98,0%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	397.786	94,0%	6,0%	7,9%	82,2%	71,1%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	1.794.633	98,7%	1,3%	2,3%	93,9%	96,1%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	85.887	82,4%	17,6%	11,2%	92,8%	84,4%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	66.751	87,9%	12,1%	8,3%	96,3%	66,8%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.429.329	91,4%	8,6%	7,2%	98,8%	98,6%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2021	TEMPO MEDIO 2021	TEMPO MEDIO 2020
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	1.715.965	7,14 minuti	9,43 minuti

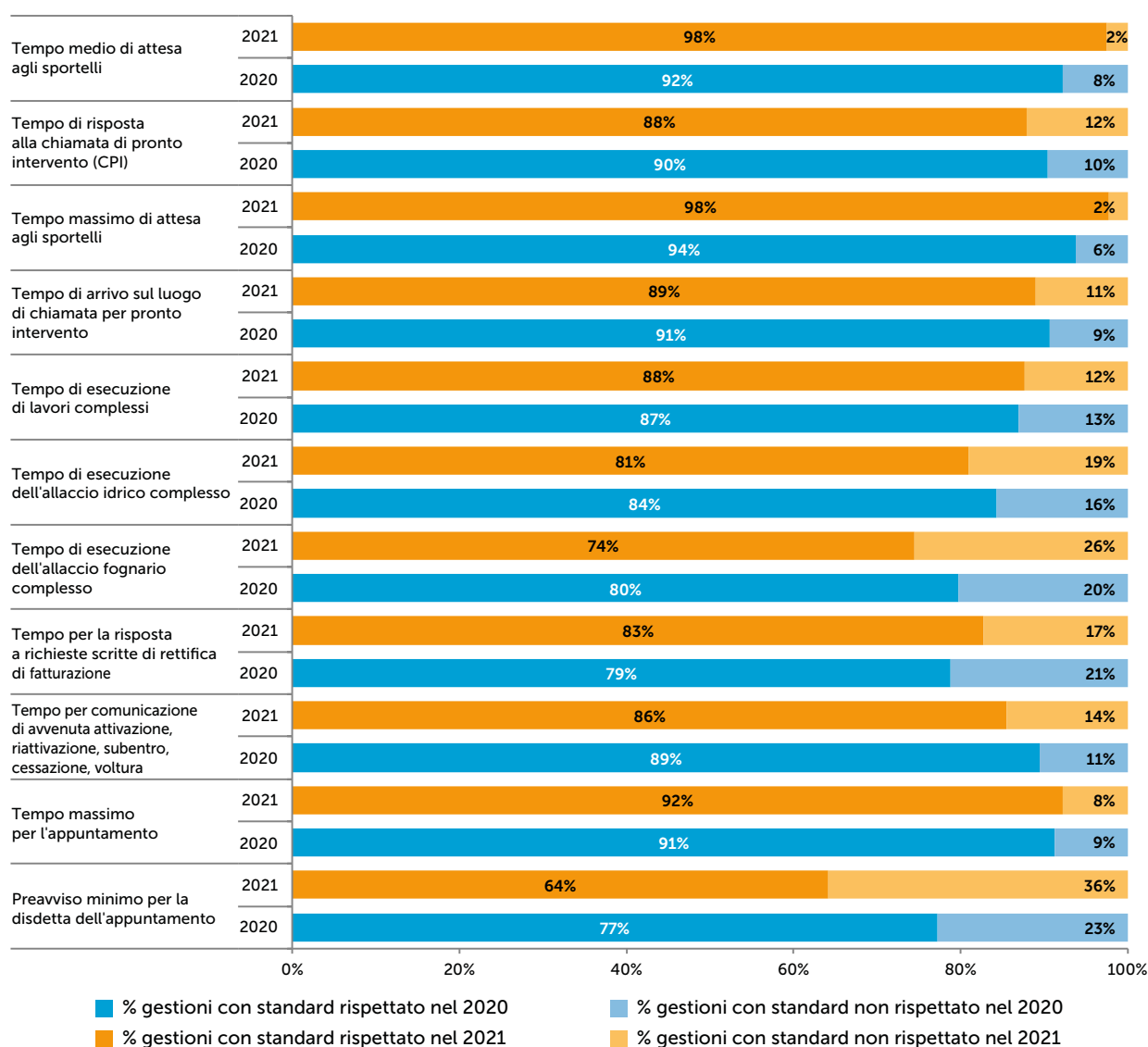
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

La quota di mancato rispetto imputabile al gestore, come visto nel sottoparagrafo precedente per gli standard specifici, risulta generalmente in crescita nel biennio, probabilmente per un minore ricorso all'imputazione del mancato rispetto alle cause di forza maggiore grazie all'evoluzione, in graduale miglioramento, della situazione epidemiologica più sopra richiamata.

Nella figura 5.77 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispetta i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2021 e 2020⁵⁷.

Nonostante il generale miglioramento dei livelli qualitativi, anche per il 2021, la quota di gestioni del *panel* che non raggiunge i livelli previsti nella Carta dei servizi risulta per la maggioranza degli indicatori superiore al 10%, con picchi del 19%, 26% e 36%, rispettivamente per i tempi di esecuzione degli allacci idrici e fognari complessi e per il preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato; per quest'ultimo indicatore tale quota risulta in sensibile aumento rispetto all'anno 2020. Si segnala, tuttavia, un incremento della quota delle gestioni che è riuscita a rispettare gli standard indicati nella Carta dei servizi in relazione ai tempi di attesa agli sportelli fisici e all'esecuzione di lavori complessi, e al tempo di risposta alle richieste di rettifica di fatturazione.

FIG. 5.77 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale



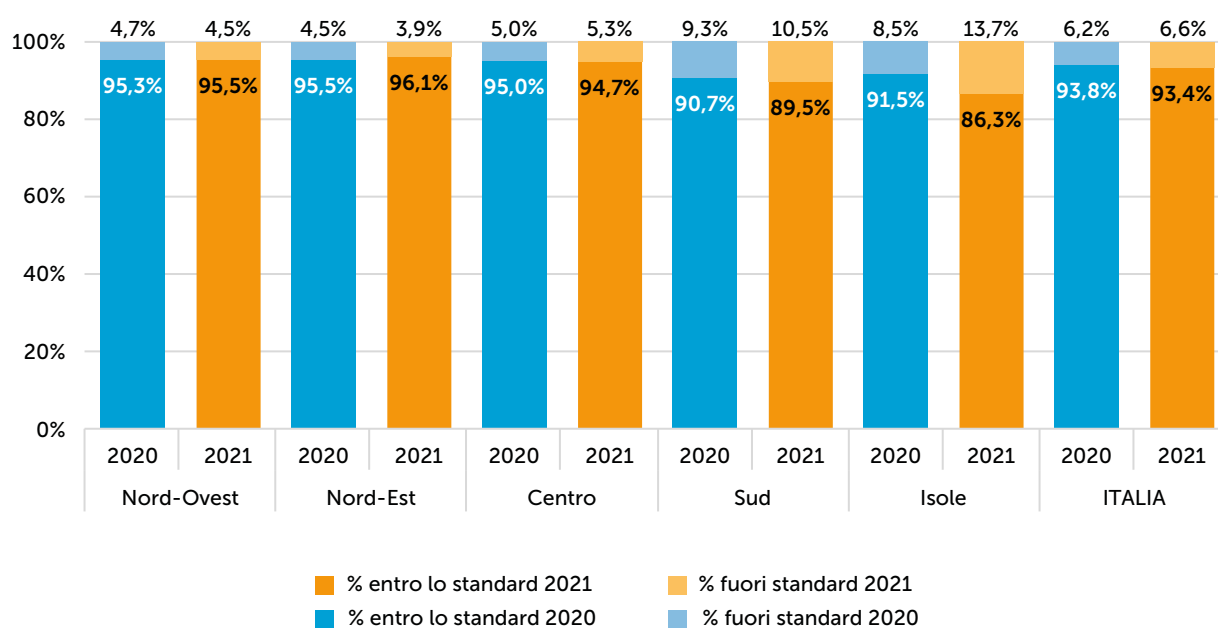
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

⁵⁷ 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 dell'RQSII per la valutazione dell'ottemperanza agli obblighi di qualità. Si precisa, inoltre, che tale modalità di rappresentazione si differenzia rispetto a quella adottata per la medesima analisi presente nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, che utilizzava per il calcolo del livello di rispetto anche le prestazioni eseguite oltre lo standard per causa di forza maggiore o imputabile a utente o terzi.

I livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del *panel*, sono riportati nella successiva figura 5.78, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2021 con quelli relativi al 2020.

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 93,4% nel 2021 (-0,4% rispetto al 2020). Si registrano livelli sostanzialmente stabili nelle aree maggiormente rappresentate (lievemente in miglioramento al Nord, lievemente in flessione al Centro), mentre peggiora la *performance* aggregata delle gestioni del Sud (-1,2%) e delle Isole (-5,2%).

FIG. 5.78 Rispetto degli standard generali per area



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'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.

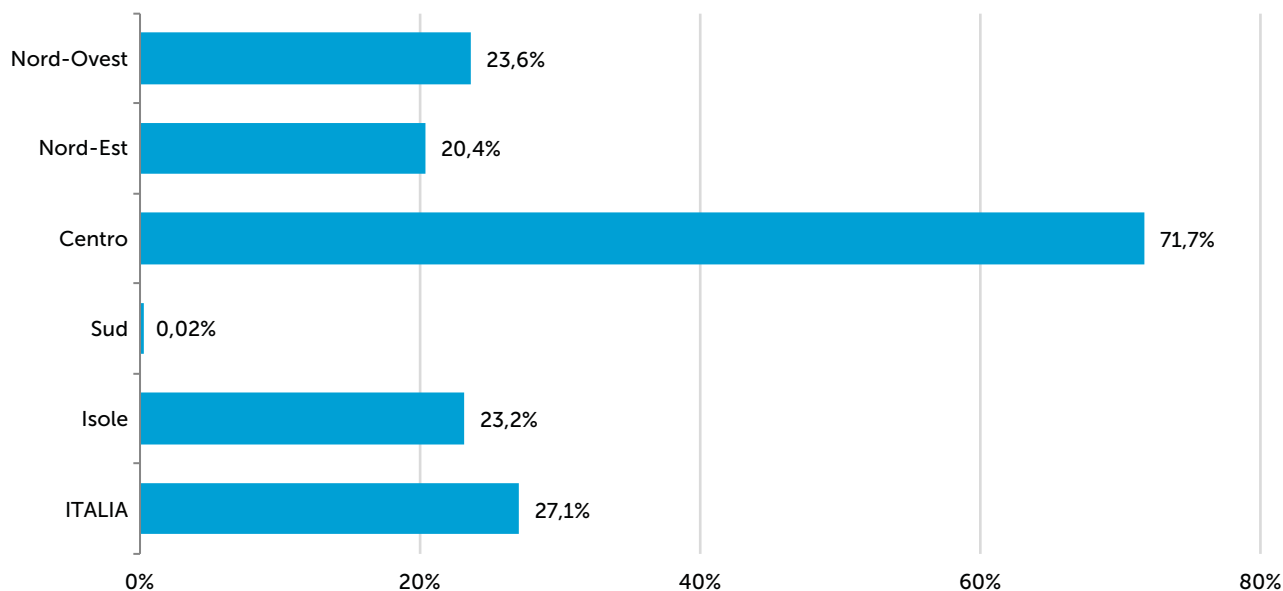
Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 23 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.79 mostra che al 27,1% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 71,7% della popolazione nel Centro Italia, una percentuale del 23,6% nel Nord-Ovest e del 20,4% nel Nord-Est. Tale quota si attesta, invece, allo 0,02% al Sud e al 23,2% nelle Isole (seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati poco soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.75 e 5.78).

In totale sono stati offerti all'utenza 270 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi di esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 19 casi (circa il 7%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 16 casi (circa il 6%) sono stati diminuiti i tempi di risposta

alle richieste scritte di informazione, di disattivazione della fornitura e di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo.

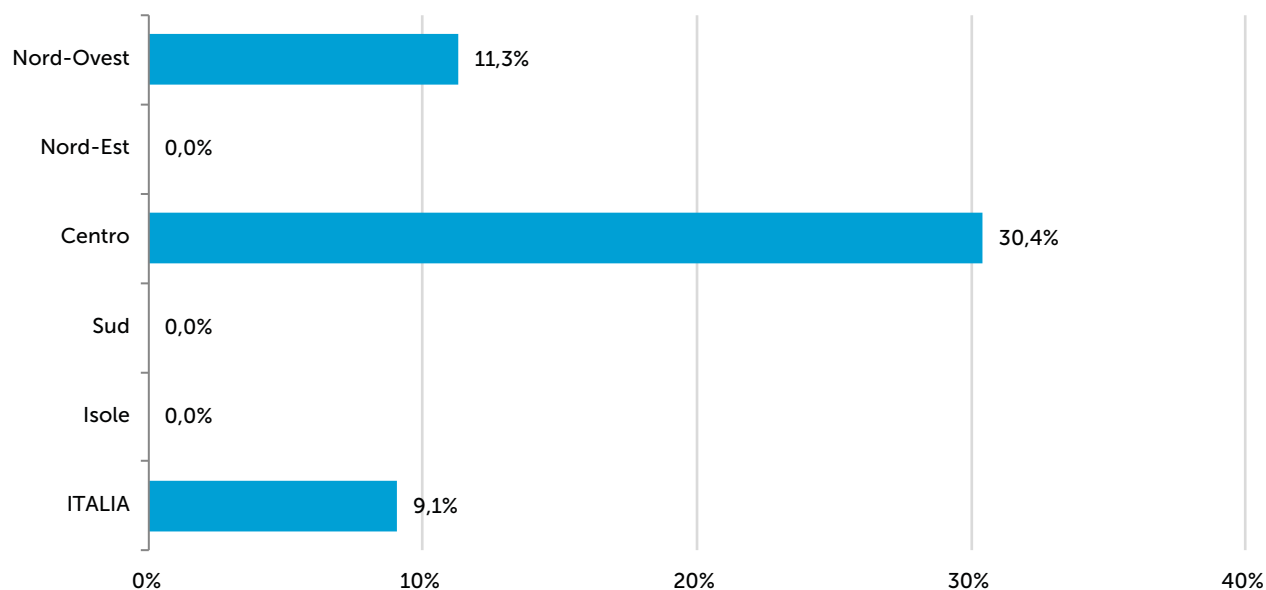
In media, le 23 gestioni hanno garantito all'utenza circa 12 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.79 Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.80 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 30,4% della popolazione del Centro e all'11,3% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato 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. Complessivamente, il 9,1% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

FIG. 5.80 Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Di seguito viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 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 migliorativi⁵⁸.

Sulla base della nuova disciplina introdotta dall'Autorità alla fine del 2019, a ciascun macro-indicatore sono associate tre classi di valori (nell'ambito delle quali la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza

⁵⁸ 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 dall'RQSI.

registrato), alle quali corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.21 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.21 *Classi e obiettivi per macro-indicatore*

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.22 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 5.73 e 5.74) che ha erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2021. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 16-18 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 249 gestioni per il tempo di disattivazione della fornitura. Dalle informazioni in esame emergono alcuni elementi di carattere generale: a titolo esemplificativo, la preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (solo 31 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 208 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.22 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2021

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	90
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	44
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	57
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	199
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	117
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	139
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	192
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	78
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	148
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	150
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	89
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	124
	Tempo di attivazione, della fornitura	241
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	208
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	31
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	121
	Tempo di disattivazione della fornitura	249
	Tempo di esecuzione della voltura	246
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	214
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	92
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	217
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	183
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	124
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	93
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	158
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	102
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	101
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	197
	Tempo per l'emissione della fattura	242
	Tempo di rettifica di fatturazione	188
	Tempo per la risposta a reclami	198
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	189
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	178
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	18	

(segue)

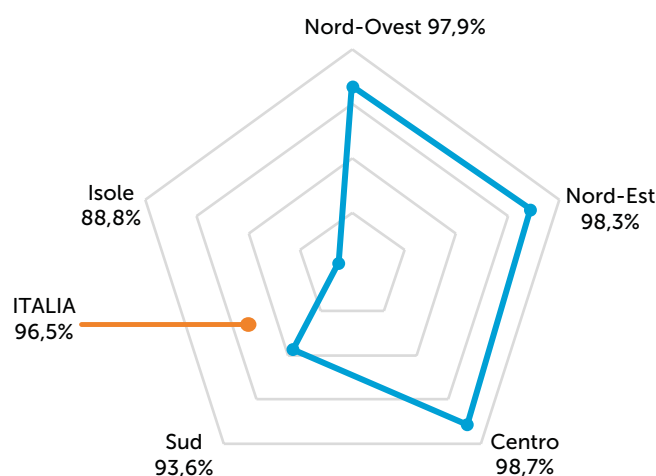
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	16
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	91
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	211
	Tempo medio di attesa agli sportelli	211
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	221
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	221
	Livello del servizio telefonico (LS)	221
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	197

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

Nella figura 5.81 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", il livello medio registrato per il 2021 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁵⁹. Le gestioni operanti nelle aree del Centro (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 98,7%) e del Nord (con valori pari al 98,3% per quelle del Nord-Est e al 97,9% per quelle del Nord-Ovest) mostrano livelli superiori alla media nazionale (che si attesta al 96,5%), sulla quale influiscono negativamente i valori medi espressi dalle gestioni del Sud (93,6%) e delle Isole (88,8%), confermando l'esistenza di un *Water Service Divide* sul territorio italiano per quanto concerne il livello dei citati servizi offerti all'utenza.

FIG. 5.81 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2021

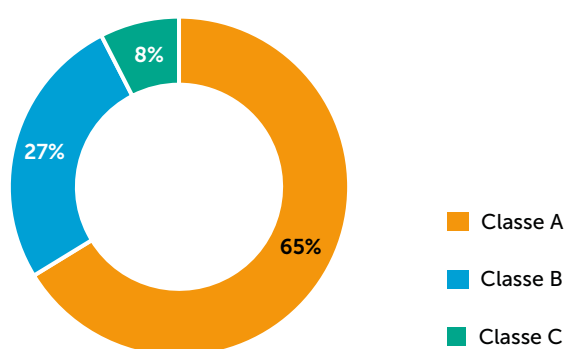


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

59 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 dall'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.

Nella figura 5.82 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 2021. Al 92% della popolazione del campione sono state rese, nel 2021, 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, 65% e 27%), mentre l'8% degli abitanti è servito da gestioni in classe C, alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance* (con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3%).

FIG. 5.82 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2021

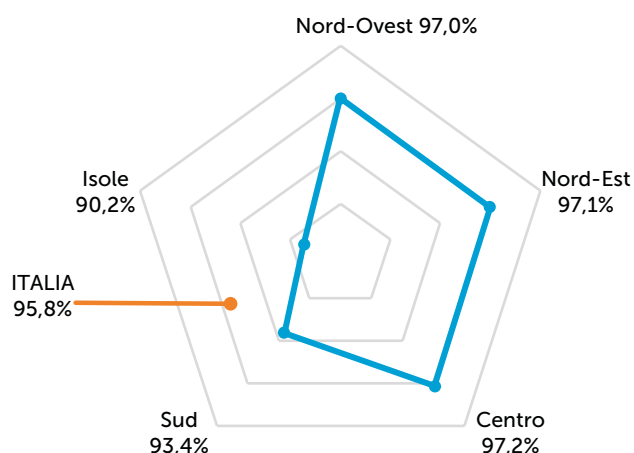


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

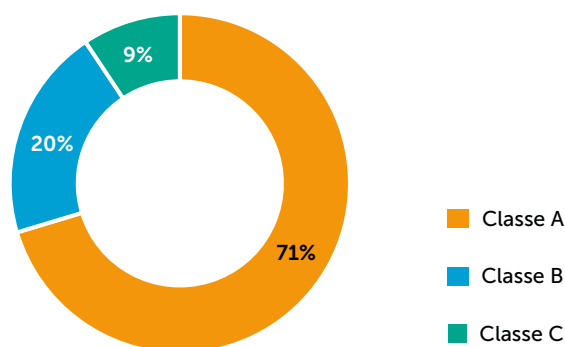
Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", nella figura 5.83 viene riportato il livello medio registrato, per il 2021, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla 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 95,8%, 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 5.21, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95%. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando valori di MC2 compresi tra il 97% e il 97,2%. 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 del 90,2%.

FIG. 5.83 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2020

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.84, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2021. 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, il 71% della popolazione del *panel* è servito da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 20% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 9% i relativi operatori si posizionano in classe C (a tali gestori corrisponde un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali, rispettivamente, dell'1% e del 3%).

FIG. 5.84 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2021

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

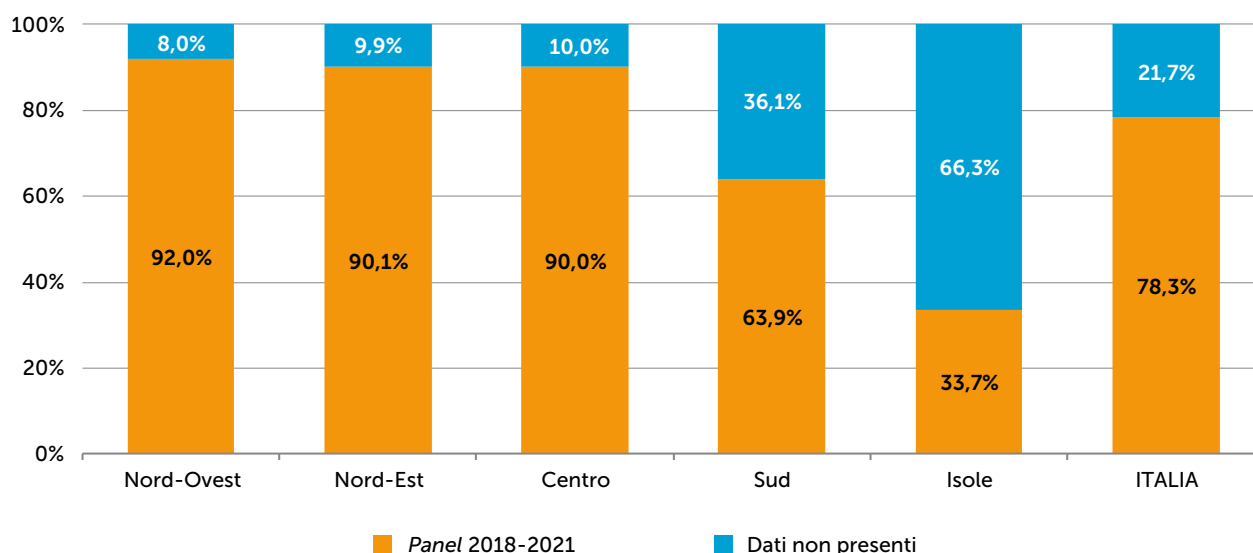
Analisi di trend 2018-2021

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi di *trend* dei valori dei macro-indicatori di qualità contrattuale tra il livello di partenza 2018 e il livello registrato nel 2021, di particolare interesse perché il 2021 costituisce l'anno di riferimento per la valutazione di raggiungimento degli obiettivi di miglioramento o mantenimento fissati, per l'appunto, sulla base del livello registrato nel 2018⁶⁰.

⁶⁰ Si rammenta che l'RQSII prevede inoltre che, con esclusivo riferimento al primo anno di valutazione delle *performance* (2020), il livello di partenza sia definito sulla base dei

La disamina che segue è effettuata su un *panel*, rappresentato nella figura 5.85, composto dalle gestioni che hanno fornito i dati dei macro-indicatori per entrambe le annualità 2018 e 2021 e che operano complessivamente su un territorio dove risiedono circa 47,4 milioni di persone (78,3% della popolazione residente italiana). Rispetto al *panel* dei dati 2021, l'area che risulta meno rappresentata è quella delle Isole, mancando i dati 2018 del gestore unico della Regione Sardegna.

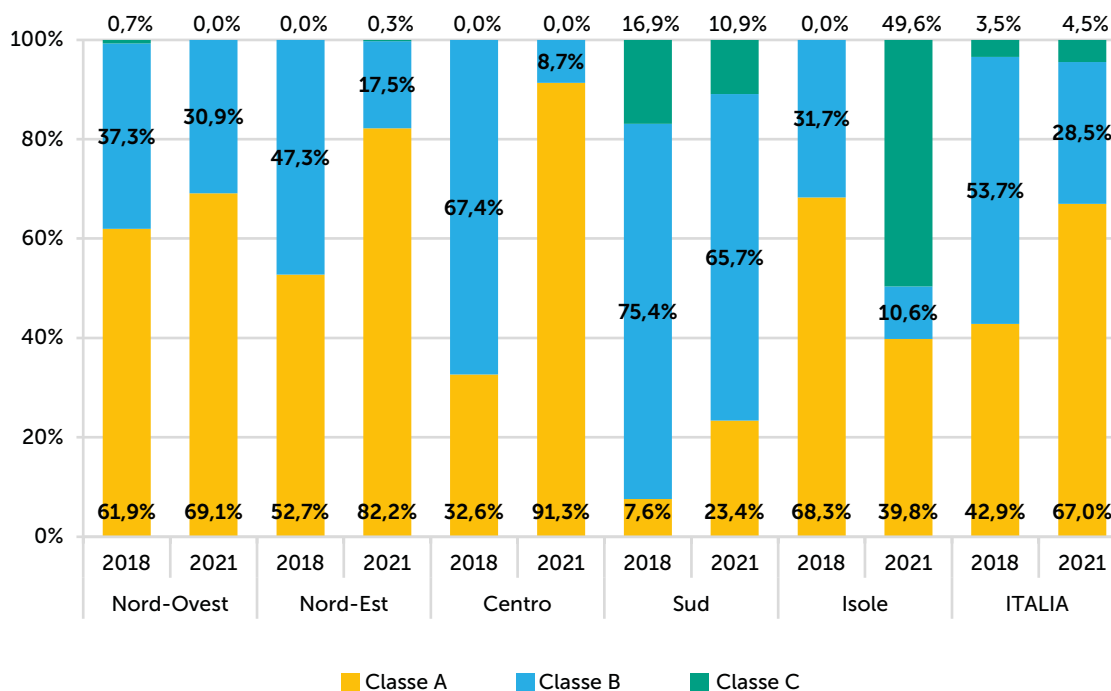
FIG. 5.85 Popolazione servita dal panel per l'analisi di trend dei valori dei macro-indicatori 2018-2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

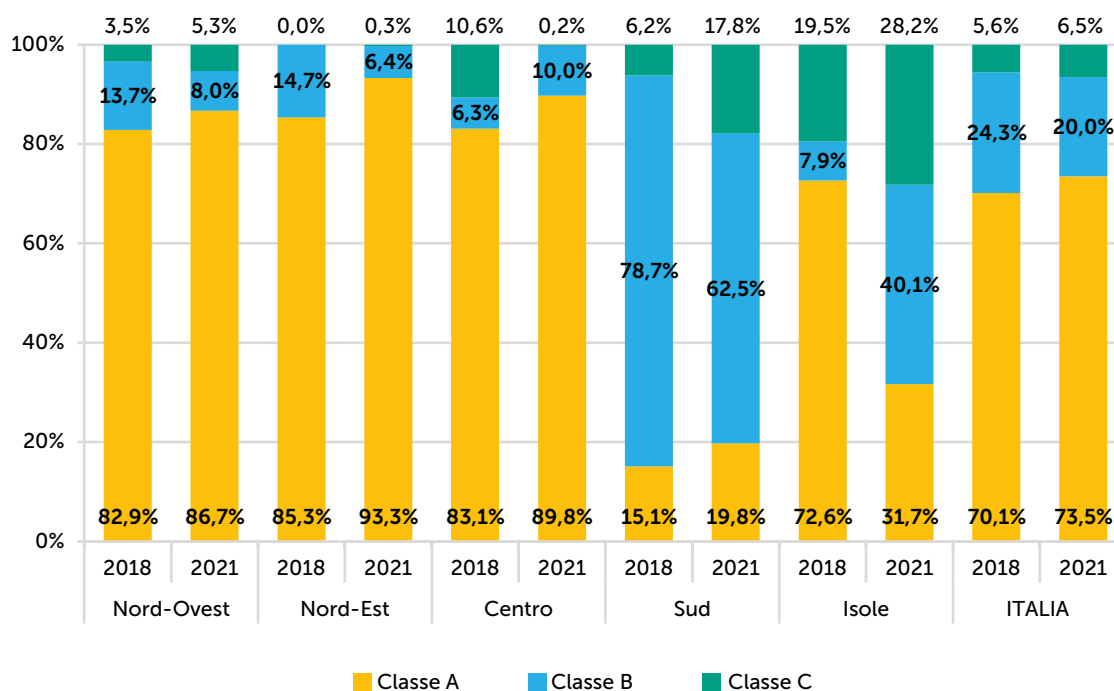
Con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.86 il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per area e classe di appartenenza, mostrando i valori rilevati nel 2018 e nel 2021. A livello nazionale, si osserva una compressione di circa 25 punti percentuali della quota di popolazione servita da gestori in classe B, sostanzialmente in favore della classe A che cresce di circa 24 punti percentuali dal 42,9% al 67,0%, mentre cresce di un solo punto la quota relativa alla classe C (dal 3,5% al 4,5%). Analizzando i valori delle singole aree, si osserva come il medesimo *trend* sia riscontrabile, in maniera ancora più evidente, nelle aree del Centro (classe A, +58,7%) e del Nord-Est (classe A, +29,5%), peraltro con presenza pressoché nulla, unitamente al Nord-Ovest, della classe C. Per contro sembra peggiorare fortemente la situazione delle Isole, dove la classe C passa dallo 0% al 50% circa.

dati relativi agli indicatori semplici registrati nel 2018 e che i premi e le penalità siano quantificati a partire dal 2022 sulla base delle *performance* realizzate in ciascuno dei due anni precedenti. Con la successiva delibera 235/2020/R/idr – tenuto conto delle misure di contenimento adottate per il contrasto dell'emergenza epidemiologica e delle possibili conseguenti forme di discontinuità riscontrabili nel progressivo miglioramento delle *performance* gestionali – l'Autorità ha previsto che gli obiettivi di qualità, riferiti al 2020 e al 2021, siano valutati cumulativamente su base biennale (in luogo della valutazione annuale ordinariamente prevista dall'RQSII come integrata dalla delibera 547/2019/R/idr), in tal modo favorendo comunque, su un arco temporale più lungo, il miglioramento dei livelli di qualità.

FIG. 5.86 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Con riguardo al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", a differenza di quanto visto per il macro-indicatore MC1, il *panel* mostra (Fig. 5.86) una sostanziale stabilità tra le annualità 2018 e 2021, sia a livello nazionale, sia a livello locale. La quota di popolazione residente nelle aree del Nord e del Centro con MC2 in classe A è stabilmente superiore all'80%, con un miglioramento nel 2021 che porta tale quota all'89,8% al Centro e al 93,3% al Nord-Est. Un decremento dei livelli si registra, invece, per le aree del Sud e delle Isole, dove cresce la quota di popolazione servita in classe C (dal 6,2% al 17,8% al Sud e dal 19,5% al 28,2% nelle Isole).

FIG. 5.87 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

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, ha richiesto 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 locale⁶¹.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dall'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, 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{QC}$, connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio di cui alla delibera 655/2015/R/idr, laddove i medesimi non fossero già previsti nelle previgenti Carte del servizio⁶². L'Autorità ha, poi, esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori per il citato adeguamento agli standard di qualità contrattuale e la componente $Opex_{QC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria.

⁶¹ 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.

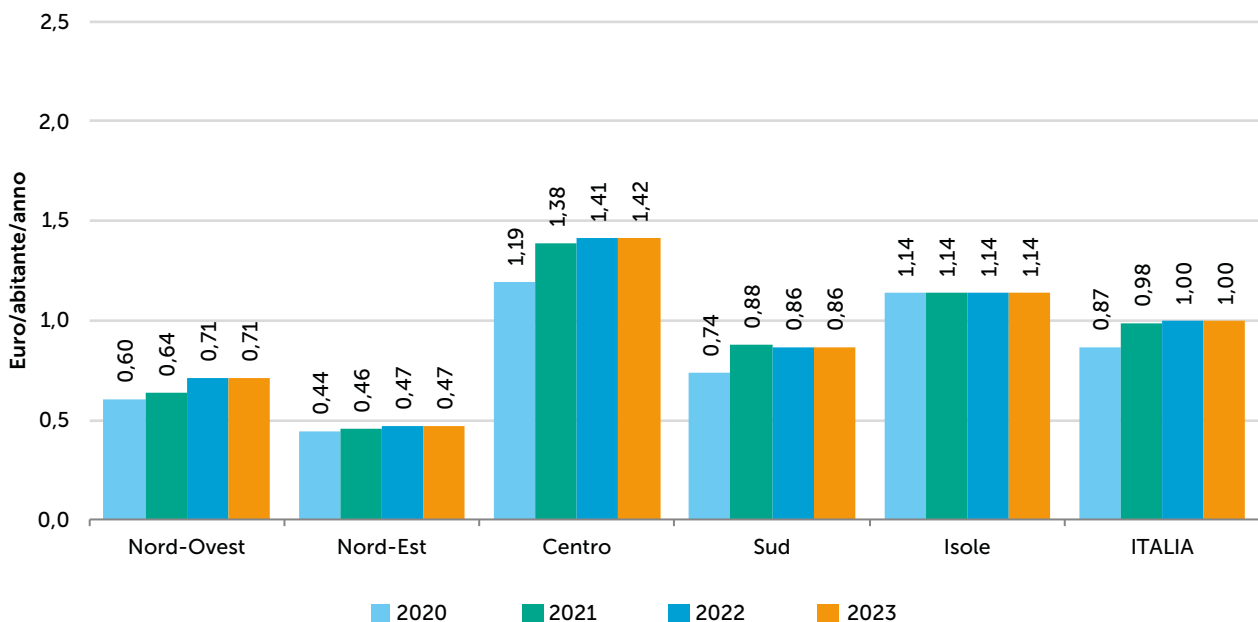
⁶² Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità territoriali 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 547/2019/R/idr.

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 $Opex_{OC}$, anche gli oneri aggiuntivi connessi al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla classe A. Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023⁶³, considerando sia la componente $Opex_{OC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina dell'RQSII (di seguito $Opex_{OC}$, ex comma 18.9, lett. a), MTI-3), quantificata in funzione degli importi rendicontati con riferimento all'annualità 2019 (se inferiori rispetto a quelli ammessi a riconoscimento tariffario per la medesima annualità), sia la componente $Opex_{OC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{OC}$, ex comma 18.9, lett. b), MTI-3).

Nella figura 5.88 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 complessiva media nazionale degli $Opex_{OC}$ di poco superiore a 95 centesimi di euro/abitante/anno (a eccezione del 2020, in cui la media che si è registrata è stata pari a 85 centesimi di euro/abitante/anno).

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Centro (con importi compresi tra 1,19 e 1,42 euro/anno per abitante), seguite dalle gestioni delle Isole con un importo di 1,14 euro/abitante/anno. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est (con circa 0,45 euro/abitante/anno) e del Nord-Ovest (con valori compresi tra 0,6 e 0,71 euro/abitante/anno).

FIG. 5.88 $Opex_{OC}$ richiesti nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

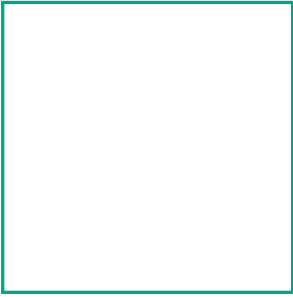
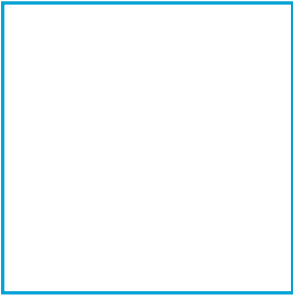
63 Si precisa che la presente analisi è riferita al campione di 99 gestioni descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.23 emerge che, alla data del 30 aprile 2022, gli EGA hanno richiesto, nelle proprie proposte tariffarie, il riconoscimento di $Opex_{OC}$ (sia per l'adeguamento agli standard previsti dall'RQSII, sia per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento introdotti a fine 2019) per 39 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 83,7 milioni di euro per l'intero quadriennio 2020-2023; di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 22 gestioni che operano in tutte le aree a eccezione delle Isole, per un ammontare totale di $Opex_{OC}$ riconosciuti nel quadriennio pari a circa 45,2 milioni di euro. Infine, è possibile notare che il riconoscimento tariffario di oneri aggiuntivi richiesto per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento associati ai macro-indicatori di qualità contrattuale risulta relativamente contenuto (15,9 milioni di euro).

TAV. 5.23 $Opex_{OC}$ per il quadriennio 2020-2023

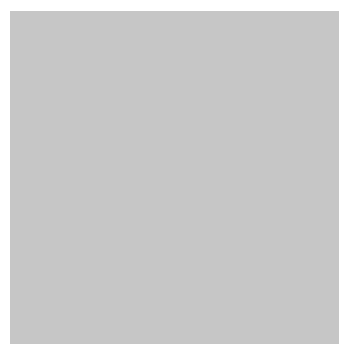
AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. A), MTI-3 (EURO)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. B), MTI-3 (EURO)
Nord-Ovest	6	1	4.771.947	486.000
Nord-Est	15	11	6.831.770	323.205
Centro	11	8	32.345.886	10.484.329
Sud	5	2	17.931.020	4.620.446
Isole	2	-	7.928.129	-
ITALIA	39	22	69.808.752	15.913.981

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.



CAPITOLO

6



**STRUTTURA
E TARIFFE
NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI**

Nel corso del 2021, nell'ambito dell'avvio del procedimento per la definizione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2) e dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, è stata avviata un'attività di ricognizione volta all'acquisizione di dati e informazioni inerenti agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani (inceneritori, discariche e impianti di trattamento meccanico biologico).

È proseguita, inoltre, l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie riferite al piano economico-finanziario 2020 e 2021 proposte dagli Enti territorialmente competenti (di seguito anche ETC) e sono state adottate le relative delibere di approvazione.

Le predisposizioni tariffarie trasmesse nel secondo anno di applicazione del Metodo tariffario rifiuti (MTR) confermano un'ampia partecipazione dei soggetti coinvolti con una copertura pari a circa l'83% della popolazione nazionale. Inoltre, rispetto allo scorso anno, si osserva un'accelerazione, in particolare in alcune aree territoriali che avevano fatto registrare dei ritardi nell'applicazione dell'MTR. Il numero molto elevato di ETC che hanno trasmesso almeno una proposta tariffaria conferma, anche per il 2021, l'elevata frammentarietà del servizio in termini di *governance* e di organizzazione territoriale dello stesso.

Nel presente Capitolo si illustrano:

- la struttura del settore in termini di mappatura dei soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità, evidenziandone la numerosità, la tipologia societaria e le attività svolte;
- le principali evidenze relative alle caratteristiche della produzione e raccolta dei rifiuti, con particolare riguardo ai risultati in termini di percentuale di raccolta differenziata e di riciclo, elaborate a partire dai dati pubblicati da ISPRA nel Rapporto Rifiuti Urbani 2021;
- i principali elementi emersi dall'elaborazione dei dati acquisiti con la raccolta dati, di cui alla determina 31 marzo 2021, 1/2021 – DRIF, nell'ambito del procedimento per la definizione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2);
- lo stato delle approvazioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021, dando evidenza della numerosità di quelle trasmesse, delle caratteristiche principali di quelle approvate, nonché delle richieste di attivazione dei meccanismi di garanzia ricevute e gestite.

Struttura del settore

Al 22 aprile 2022, risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 7.843 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di oltre 370 nuovi soggetti iscritti¹.

In particolare, in linea con lo scorso anno, si evidenzia che, a fronte di un numero pressoché invariato di soggetti iscritti come Enti di governo dell'ambito (poco meno di 60)², permane un numero molto elevato di soggetti diversi iscritti come Enti territorialmente competenti (pari a 3.762) con un incremento rispetto allo scorso anno di

1 L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

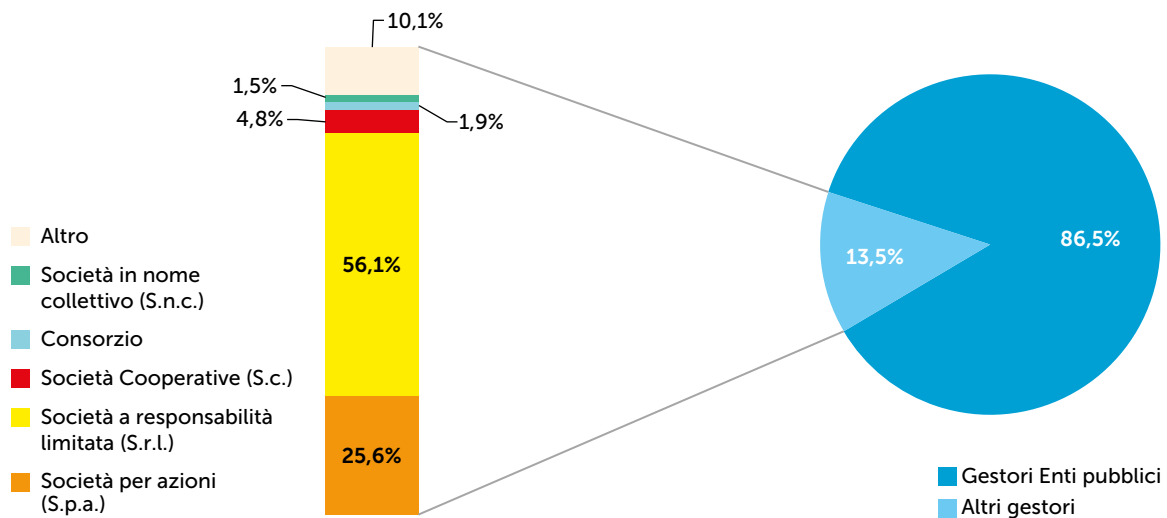
2 Fra gli Enti di governo dell'ambito, 11 soggetti risultano iscritti anche come soggetti competenti ai sensi dell'art. 7.2 della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif.

circa il 7%. Ciò conferma la frammentarietà della *governance* di settore e un processo di organizzazione territoriale del servizio che risulta essere ancora largamente incompleto.

Inoltre, in linea con lo scorso anno, come riportato nella figura 6.1, i soggetti iscritti come gestori, pari complessivamente a 7.608, risultano nell'86,5% dei casi accreditati come Enti pubblici e nel 13,5% dei casi come gestori aventi diversa natura giuridica.

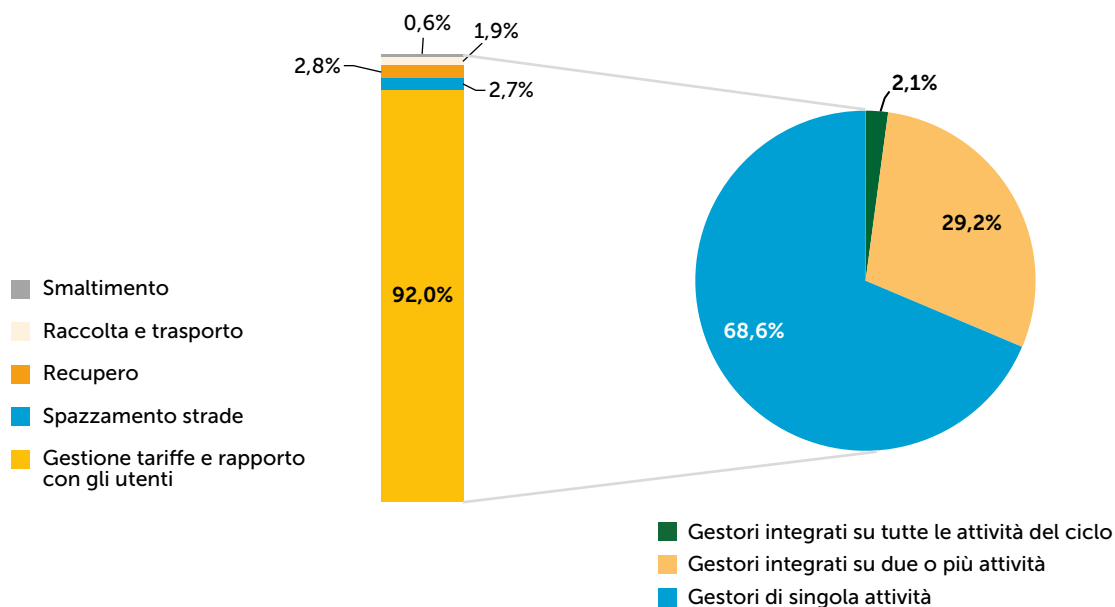
A conferma della significativa parcellizzazione del servizio, l'analisi del numero e della tipologia di attività svolta da tutti i gestori iscritti mostra, inoltre, che nella maggioranza dei casi (68,6%) i soggetti risultano accreditati per una singola attività; seguono quelli accreditati per due o più attività (29,2%); mentre una percentuale molto inferiore (pari al 2,1%) risulta accreditata per tutte le attività del ciclo (figura 6.2)³.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

³ Nell'analisi non sono stati ricompresi i soggetti che svolgono due o più attività inerenti a combinazioni ritenute marginali rispetto al totale, pari al 3% del campione (per esempio, gestione tariffe e rapporti con gli utenti e recupero).

FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività

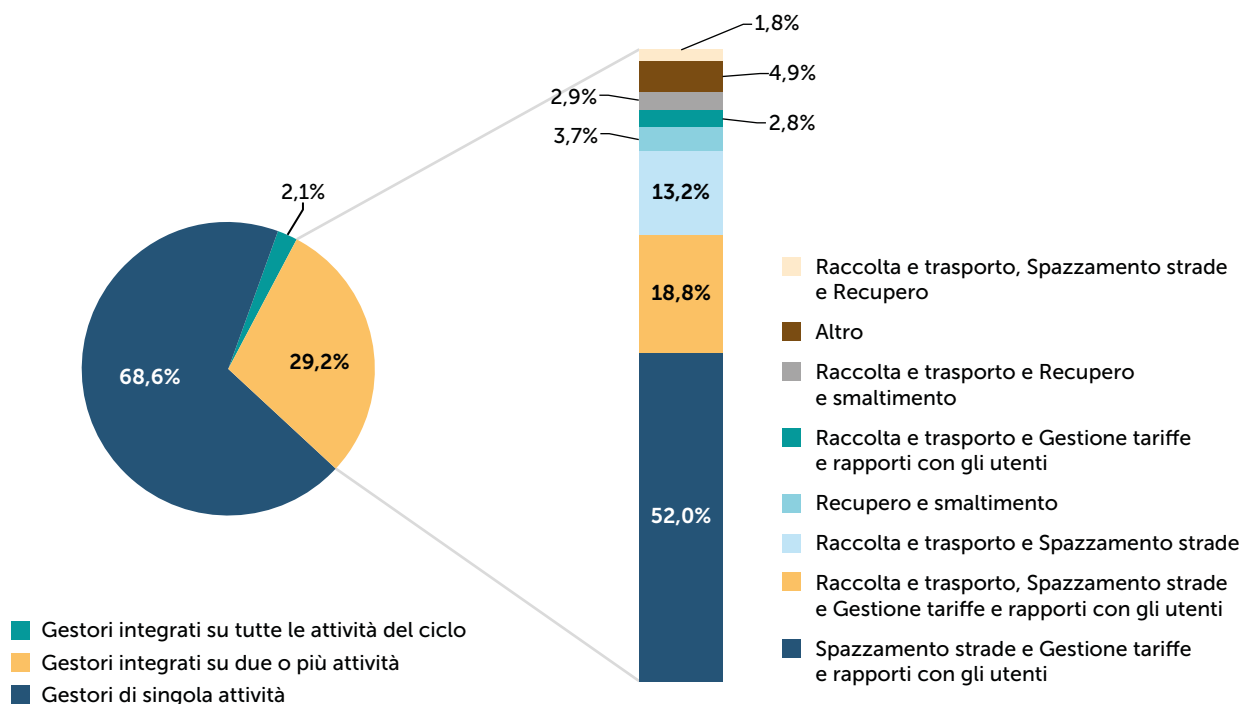
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Anche la tipologia di attività svolta dai gestori risulta sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente: fra i gestori di singole attività, il maggior numero si osserva fra quelli che si sono accreditati per l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (92%), mentre quello minore si riscontra per i gestori dell'attività di smaltimento (0,6%). Rispetto, invece, ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (52%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (18,8%).

Dall'analisi, invece, dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori aventi natura giuridica diversa da Ente pubblico (13,5%), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che svolgono congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade (29,7%), seguiti dai gestori che oltre alle suddette attività svolgono anche un'attività di trattamento (14,9%). Solo il 5,1% dei gestori che non ha natura di Ente pubblico risulta invece integrato su tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4).

Si rileva, infine, anche per l'anno 2021, una considerevole presenza di gestori aventi natura di Ente pubblico che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti e spazzamento strade (Fig. 6.5).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività

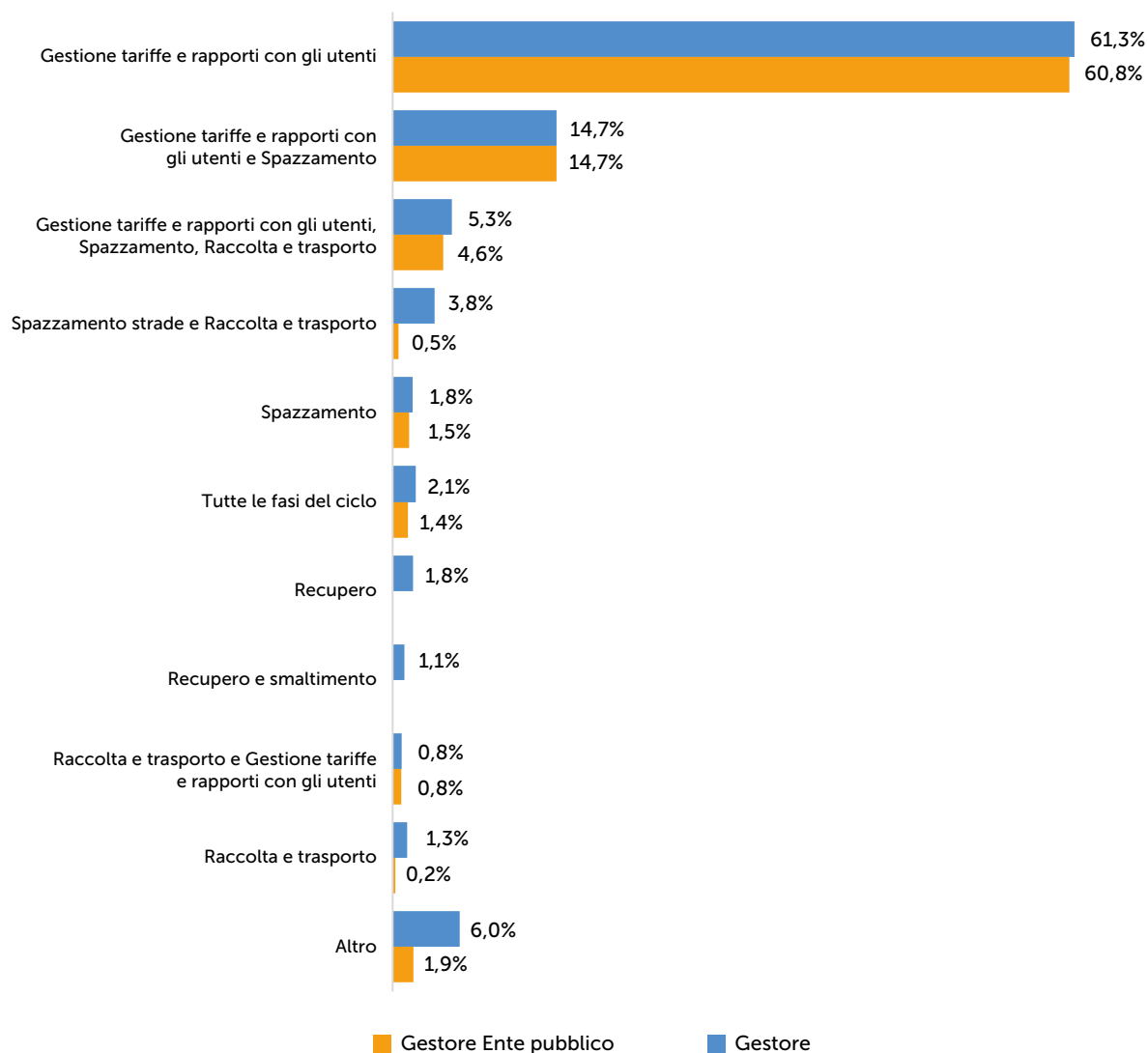


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 6.4 Gestori non Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2020 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 28,9 milioni di tonnellate, con un calo del 3,6% rispetto all'anno precedente.

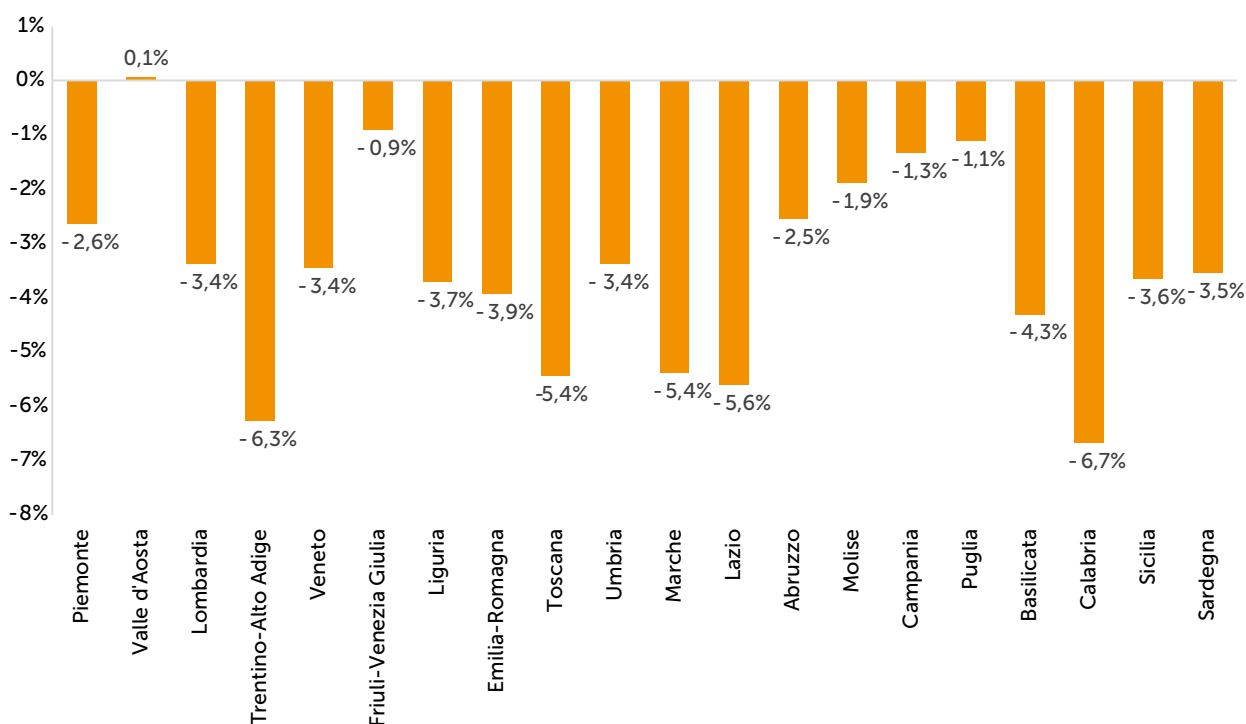
Guardando al dettaglio delle Regioni (Fig. 6.6), si può notare in particolare che solo la Valle d'Aosta ha registrato un incremento nella produzione di rifiuti urbani, mentre tutte le altre Regioni hanno visto un decremento, anche rilevante, visibile in particolare per Trentino-Alto Adige, Calabria, Lazio, Toscana e Marche.

Va detto, in ogni caso, che il calo nella produzione di rifiuti risulta più contenuto rispetto a quello registrato dagli indicatori socio-economici (PIL, spesa delle famiglie) che registrano, a causa dell'emergenza pandemica, un decremento pari, rispettivamente, all'8,9% e all'11,7%.

Si conferma, inoltre, la tendenza alla crescita della raccolta differenziata, pari nel 2020 al 63% della produzione nazionale (in termini quantitativi 18,2 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), con una crescita dell'1,7% rispetto al 2019.

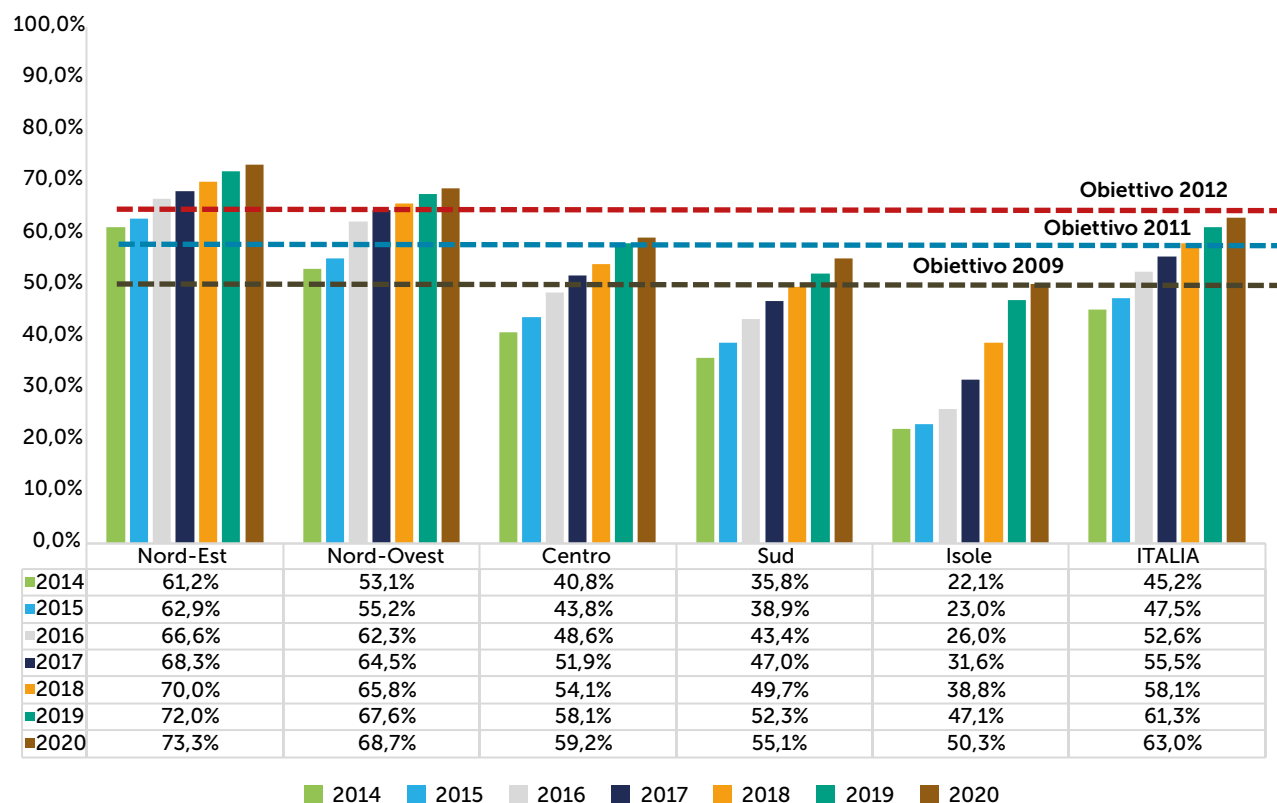
In particolare, nelle Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest si osserva il conseguimento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, con una raccolta differenziata pari rispettivamente al 73,3% e al 68,7% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre il Centro, il Sud e le Isole si attestano rispettivamente al 59,2%, al 55,1% e al 50,3% di raccolta differenziata (Fig. 6.7)⁴.

FIG. 6.6 *Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani (2019-2020)*



Fonte: ARERA, elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

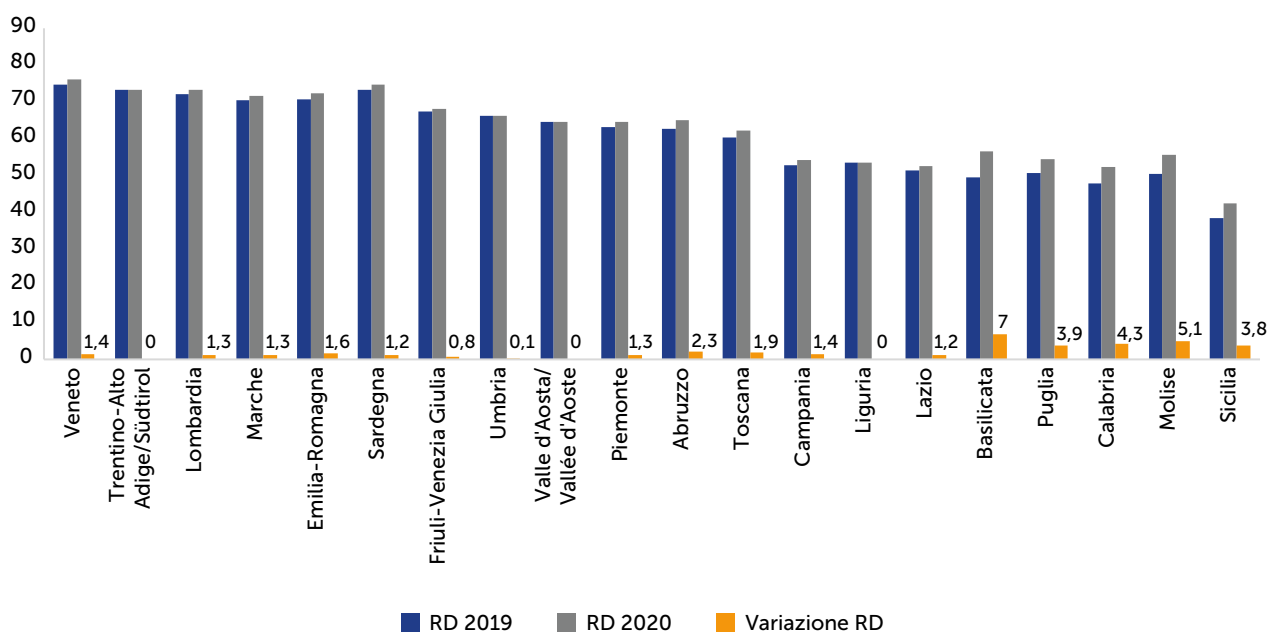
⁴ Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto, Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria, Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria); Isole (Sardegna, Sicilia).

FIG. 6.7 Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2014-2020)

Fonte: ARERA, elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

Rispetto al 2019, l'area geografica in cui si rileva il maggiore incremento di raccolta differenziata è quella delle Isole con un aumento di 3,1 punti percentuali, seguita dal Sud, con un aumento del 2,8%, e da Nord-Est e Nord-Ovest, con un aumento, rispettivamente, dell'1,3% e dell'1,1%.

Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), dove si vedono coesistere Regioni, principalmente del Nord, che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla normativa (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Marche, Emilia-Romagna, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), e realtà, principalmente localizzate al Sud, che, nonostante un miglioramento importante registrato nel 2020, sono ancora lontane rispetto all'obiettivo (Sicilia, Molise, Calabria, Puglia e Basilicata).

FIG. 6.8 *Andamento della raccolta differenziata per Regione (2019-2020)*

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: organico (39,3%), carta e cartone (19,2%), vetro (12,2%), plastica (8,6%), legno (4,8%) e metallo (2%).

La direttiva 2008/98/CE⁵ 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, con la direttiva 2018/851/UE⁶, che ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, è stato previsto che tali target si applichino non a specifiche frazioni merceologiche, ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani e che il target sia aumentato in peso entro il 2025 al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%.

Sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, con riferimento all'anno 2020, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 54,4%⁷, quindi al di sopra dell'obiettivo (con un incremento di 1 punto rispetto allo scorso anno), mentre, considerando tale percentuale rispetto a tutte le tipologie di rifiuto, ovvero anche quelle non destinabili a operazioni di riciclo, si raggiunge un target pari al 48,4%⁸ (con un incremento di 0,8 punti rispetto allo scorso anno) (Fig. 6.10). Analizzando, inoltre, l'andamento della preparazione per il riutilizzo e il riciclo e quello della raccolta differenziata, si osserva come negli ultimi anni sia aumentato lo scarto fra tali valori e come tale scarto sia ancora più marcato se si considera l'andamento della preparazione per il riutilizzo e il riciclo calcolato rispetto all'intero ammontare dei rifiuti urbani. Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per

⁵ 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.

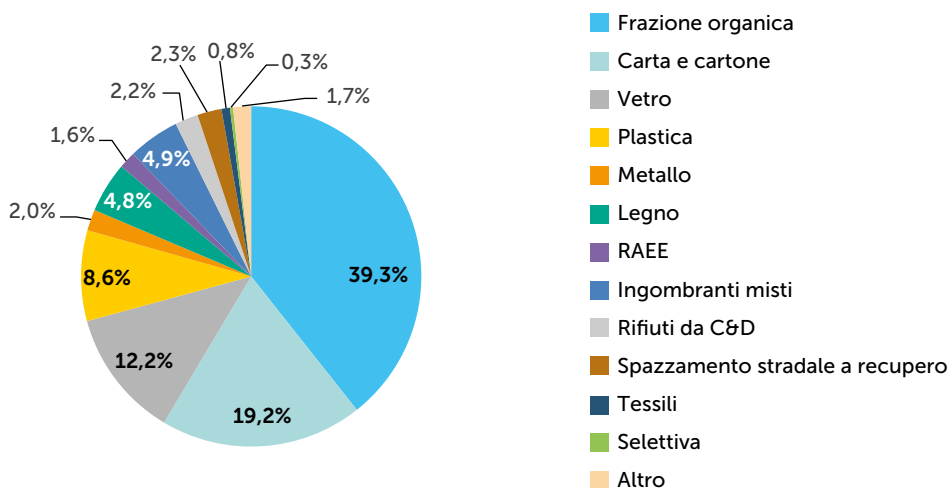
⁶ Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, che ha modificato l'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.

⁷ Tale valore si riferisce alla percentuale di riciclaggio di rifiuti domestici e simili costituiti da carta, metalli, plastica e vetro e altri singoli flussi di rifiuti domestici e simili.

⁸ La quota dei rifiuti da C&D intercettati nella raccolta differenziata è stata esclusa dai calcoli per il computo delle percentuali di riciclo sulla base delle definizioni di rifiuti urbani data dalla direttiva 2008/98/CE, così come modificata dalla direttiva 2018/851/UE, e recepita, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo n. 116/2020.

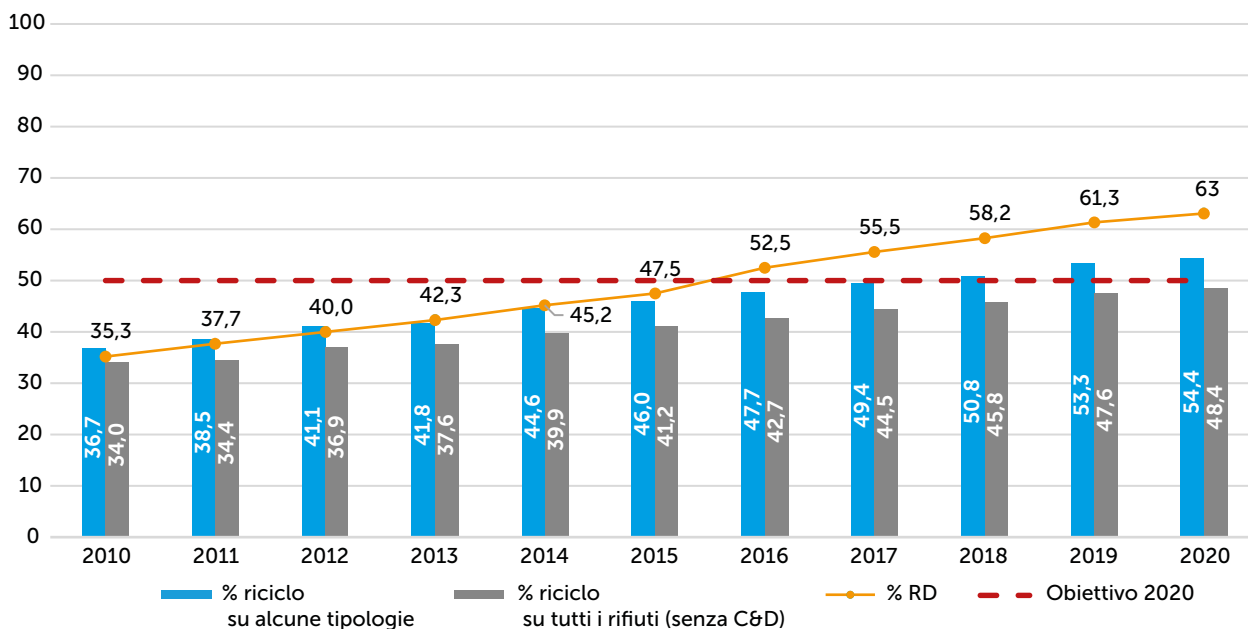
frazione merceologica mostra che il 43,2% è costituito dalla frazione organica, il 25,2% da carta e cartone, il 16,2% dal vetro, il 4,6% dalla plastica e il 5,2% dal legno (Fig. 6.11).

FIG. 6.9 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2020

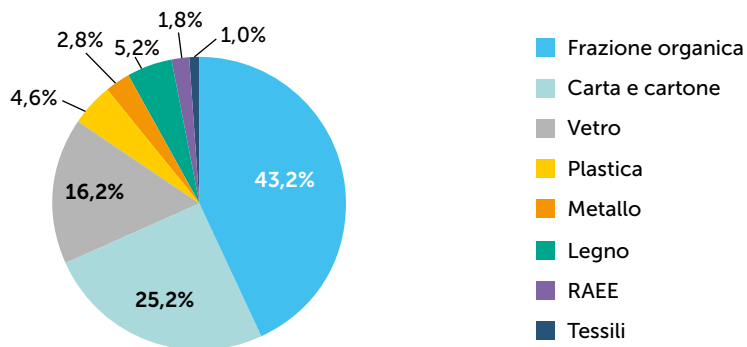


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

FIG. 6.10 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2020)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

FIG. 6.11 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2020

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2021.

Impianti di trattamento

Con la delibera 30 marzo 2021, 138/2021/R/rif, l'Autorità, nell'ambito dell'avvio del procedimento per la definizione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2) e dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, ha disposto anche l'acquisizione di dati, informazioni ed elementi di valutazione utili per la predisposizione dei documenti di consultazione con riferimento alle tematiche oggetto del procedimento.

In attuazione della citata delibera, con la determina 31 marzo 2021, 1/2021 – DRIF, è stata avviata la raccolta dati in materia di servizi di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati, nonché dei rifiuti di origine urbana, finalizzata all'acquisizione dei dati e delle informazioni per macro-tipologie di impianti, dando priorità agli impianti di trattamento meccanico/meccanico biologico, agli impianti di incenerimento e alle discariche operativi al 31 dicembre 2019.

La raccolta dati, il cui termine era stato fissato al 30 aprile 2021, ha avuto, tra l'altro, la finalità di analizzare e monitorare le tariffe applicate dagli impianti di trattamento, allo scopo di comprenderne le dinamiche di prezzo.

Inoltre, l'acquisizione dei dati tecnici, economici e patrimoniali sulla gestione degli impianti, nonché delle informazioni relative alla proprietà e alla titolarità degli stessi e al titolo giuridico a fondamento della gestione, con riferimento all'anno 2019, si configura, anche, come aggiornamento della raccolta avviata con la determina 28 febbraio 2019, 1/2019 – DRIF, avente come anno di riferimento dei dati il 2017.

Si riporta di seguito una sintetica analisi di alcuni dei dati raccolti, riferiti all'anno 2019, per tipologia di impianto.

Impianti di incenerimento

Relativamente agli impianti di incenerimento sono stati raccolti i dati relativi a un *panel* di 29 impianti, rispetto al totale di 37 impianti censiti dall'ISPRA nello stesso anno di riferimento. I 29 impianti del *panel* hanno trattato il 79% di rifiuti totali e il 78% dei rifiuti di origine urbana rispetto al totale trattato dai 37 impianti analizzati dall'ISPRA.

Nei 29 impianti del *panel*, nel 2019 sono stati inceneriti 4,9 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui il 13% di rifiuti speciali e l'87% di rifiuti urbani. Solo 5 impianti hanno ricevuto unicamente rifiuti di origine urbana; per la maggior parte degli impianti la quota di rifiuti speciali risulta residuale rispetto a quella dei rifiuti urbani; mediamente negli impianti di taglia maggiore la quota di rifiuti speciali conferiti risulta più significativa.

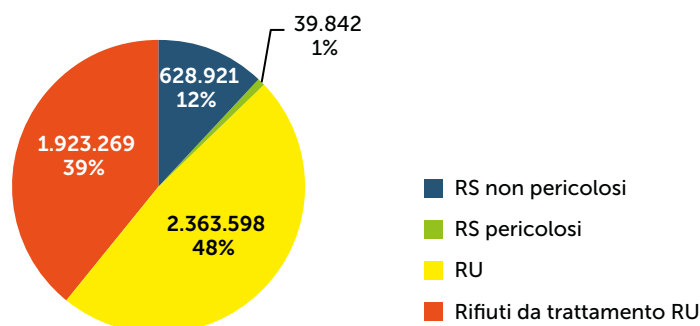
Con riferimento alle dimensioni degli impianti, i primi 5 impianti del *panel* hanno trattato il 49% del totale dei rifiuti inceneriti e, con riferimento ai soli rifiuti urbani, hanno trattato il 48% del totale dei rifiuti urbani inceneriti.

La maggioranza degli impianti risulta di proprietà dei gestori; solo 3 impianti su 29 hanno, infatti, proprietari diversi dal gestore medesimo.

Relativamente ai gestori, 6 impianti sono gestiti da soggetti che gestiscono un unico impianto, 18 da gestori di più impianti e 5 da gestori integrati anche su altre fasi della filiera.

Gli impianti si caratterizzano in prevalenza per buoni livelli di recupero energetico ed efficienza. Al riguardo si evidenzia che la tecnologia di combustione prevalente nel *panel* è il forno a griglia che presenta flessibilità di funzionamento, affidabilità e buoni livelli di recupero energetico. Inoltre, tale tecnologia consente il conferimento dei rifiuti senza necessità di un'attività di pretrattamento. Si rileva, inoltre, che 5 impianti dispongono di un forno a letto fluido, che presenta un'elevata efficienza di combustione, mentre in 1 solo caso il forno è a tamburo rotante, tecnologia con ridotta efficienza di recupero energetico.

FIG. 6.12 Rifiuti inceneriti dagli impianti del panel (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

TAV. 6.1 Dimensione degli impianti di incenerimento. Analisi del panel su quantità di rifiuti conferiti nel 2019 (in tonnellate)

DIMENSIONE IMPIANTI	NUMERO IMPIANTI	RIFIUTI URBANI E TRATTAMENTO	RIFIUTI SPECIALI	TOTALE
Da 30.000 a 70.000	8	389.659	48.479	438.138
Da 70.001 a 100.000	4	278.865	21.709	300.574
Da 100.001 a 200.000	11	1.371.651	221.602	1.593.253
Oltre 200.000	6	2.246.692	376.973	2.623.665
TOTALE	29	4.286.867	668.763	4.955.630

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

La quasi totalità delle attività svolte negli impianti è classificata, ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006, come R1, ovvero come operazioni di recupero (utilizzo principale come combustibile o altro mezzo per produrre energia); solo un impianto è classificato in classe D10, vale a dire come impianto che svolge principalmente operazioni di smaltimento con incenerimento a terra.

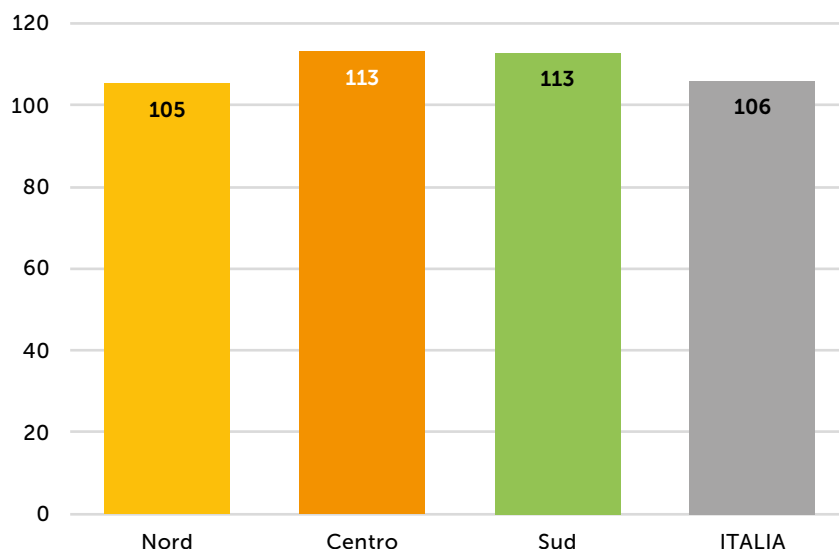
Il quantitativo complessivamente conferito, con riferimento alla sola parte di rifiuti di origine urbana, deriva per il 53% dal sistema di raccolta e per il 47% da impianti di trattamento.

In relazione alla formazione dei prezzi di conferimento dei rifiuti di origine urbana, si evidenzia che per buona parte del territorio nazionale sono definite tariffe amministrative a livello regionale o dall'Ente di governo dell'ambito di competenza dell'impianto, anche se nel Nord del Paese, e in particolare in Lombardia – dove, peraltro, si trova la maggior parte degli impianti di incenerimento –, le tariffe sono definite dal gestore dell'impianto.

Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori del *panel* è estremamente variabile da impianto a impianto e viene indicato da un minimo di 84 €/tonnellata a un massimo di 191 €/tonnellata; il prezzo medio della totalità degli impianti del *panel* è di 106 €/tonnellata, con uno scostamento minimo rispetto al valore mediano, pari a 107 €/tonnellata.

A livello di macro-area, si registra, invece, un prezzo medio di conferimento di 105 €/tonnellata al Nord e 113 €/tonnellata al Centro e al Sud⁹.

⁹ Si precisa che solo 2 dei 6 impianti siti nel Sud Italia hanno partecipato alla raccolta dati, di cui alla determina 1/2021 – DRIF.

FIG. 6.13 Prezzi medi di conferimento agli impianti di incenerimento per macro-area (in €/tonnellata)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

Va, tuttavia, evidenziato che i prezzi dei singoli impianti non sono direttamente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti aggiuntive incluse nel prezzo finale, quali, per esempio, il contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extra-regionali che viene applicato in alcuni impianti (in particolare in Lombardia, con un valore dichiarato di 20 €/tonnellata) e i contributi ambientali diffusamente applicati a livello nazionale, con valori variabili da 2,5 a 20 €/tonnellata. In alcuni casi sono compresi nel prezzo di conferimento ulteriori contributi definiti sulla base di accordi specifici con gli enti locali e/o ulteriori contributi definiti a livello regionale.

L'analisi dei ricavi derivanti dall'attività degli impianti del *panel* mostra che il 66% dei ricavi totali deriva dal trattamento dei rifiuti e il 28% dalla vendita di energia elettrica e termica prodotte dalla combustione del rifiuto. Le altre voci di ricavo sono principalmente costituite dagli incentivi da fonti rinnovabili, che rappresentano circa il 6% del totale.

Per quanto concerne i costi, la voce costi per servizi (B7) rappresenta mediamente oltre il 50% dei costi della produzione degli impianti¹⁰ mentre le altre voci prevalenti sono il costo del personale (B9), pari al 17% del totale, e i costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6), che raggiungono il 13% del totale.

Impianti di discarica

Con riferimento alle discariche, sono stati raccolti i dati relativi a 55 impianti. Tuttavia, si evidenzia che, ai fini dell'analisi, sono stati esclusi i dati di 6 impianti in quanto incompleti, oppure relativi a infrastrutture in gestione *post mortem* o riguardanti impianti che hanno ricevuto unicamente rifiuti speciali nell'anno di riferimento.

¹⁰ Al netto della voce ammortamenti e svalutazioni (B10).

Il totale delle discariche censite sul territorio nazionale da ISPRA, nel 2019, è pari a 131 per un totale di 9,5 milioni di tonnellate di rifiuti trattati, di cui 6,3 milioni di tonnellate di rifiuti di origine urbana. I 55 impianti considerati nel *panel* della raccolta dati hanno gestito complessivamente, nel 2019, 3,6 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui 2,6 di origine urbana.

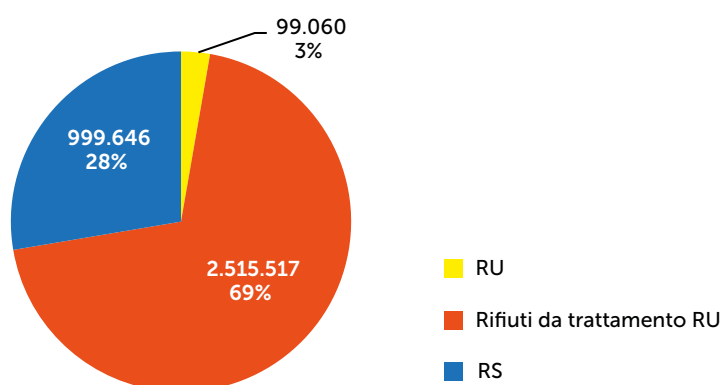
Sotto il profilo della proprietà degli impianti, per circa il 70% delle discariche il gestore coincide con il proprietario dell'infrastruttura.

Con riferimento alla modalità di formazione dei prezzi di conferimento dei rifiuti di origine urbana, si rileva una situazione fortemente disomogenea: in alcune aree del Paese sono applicate tariffe amministrate che vengono definite a livello regionale o dall'Ente di governo dell'ambito, contestualmente all'applicazione diffusa di tariffe non amministrate in funzione della frazione merceologica.

Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori presenta un'estrema variabilità, con un valore minimo di 12 €/tonnellata fino a un valore massimo di 190 €/tonnellata, con un prezzo medio di conferimento della totalità degli impianti del *panel* che si attesta intorno a 84 €/tonnellata. Si rileva, poi, che la mediana dei prezzi medi applicati negli impianti del *panel* si attesta a 92 €/tonnellata. Si sottolinea, in ogni caso, che i prezzi dei singoli impianti non sono direttamente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti contenute nel prezzo finale, quali, a titolo esemplificativo: il tributo speciale in discarica, diffusamente applicato, che con riferimento al *panel* assume valori da 1 a 30 €/tonnellata, e il contributo ambientale, che assume valori da 0,5 a 15 €/tonnellata. Solo in due impianti è stata invece esplicitata dal gestore l'applicazione di un contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extra-regionali.

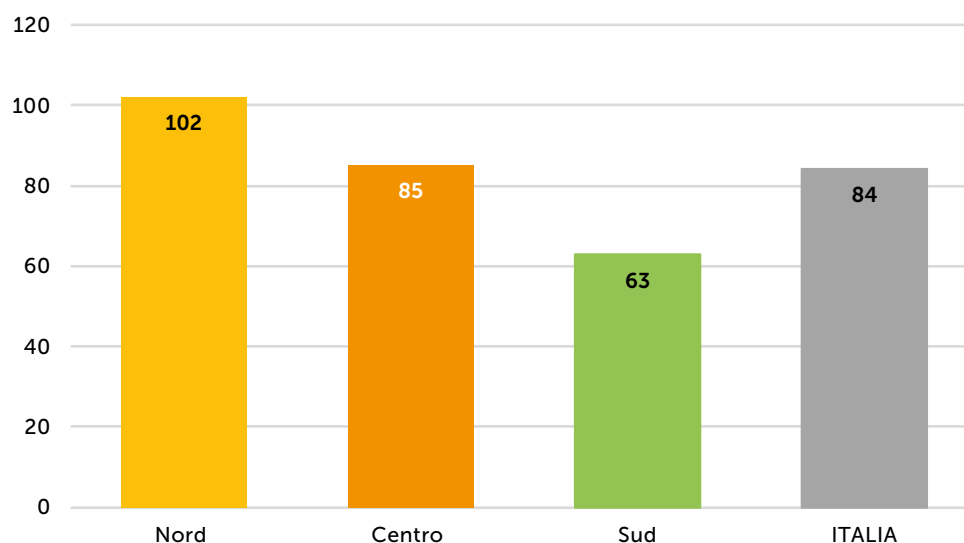
A livello di macro-area, si registra un prezzo medio di conferimento di 102 €/tonnellata al Nord, 85 €/tonnellata al Centro e 63 €/tonnellata al Sud¹¹.

FIG. 6.14 Rifiuti conferiti nelle discariche del *panel* (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

¹¹ La variazione dei prezzi, rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2020*, è legata alla diversa composizione del *panel*.

FIG. 6.15 Prezzi medi di conferimento agli impianti di discarica per macro-area (in €/tonnellata)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

L'analisi dei ricavi derivanti dall'attività degli impianti del *panel* mostra che più dell'80% dei ricavi delle vendite e delle prestazioni deriva dal trattamento dei rifiuti, mentre i ricavi provenienti dalla vendita di biogas e biometano, dalla vendita di energia elettrica e dal recupero dei rifiuti rappresentano una quota non rilevante, pari al 5% (il restante 15% è rappresentato da altri ricavi). Si rileva, inoltre, che circa il 50% degli impianti del *panel* svolge direttamente le attività di vendita di biogas e biometano e di energia elettrica.

Con riferimento ai ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti, si evidenzia che una percentuale, pari a circa il 45%, deriva dal trattamento dei rifiuti indifferenziati urbani e assimilati di origine regionale, mentre la quota di ricavi derivante dal conferimento dei rifiuti indifferenziati extra-regionali è pari al 6%. L'11% dei ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti proviene dal trattamento dei rifiuti differenziati urbani e assimilati di origine regionale, mentre i ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti speciali costituiscono il 37% del totale.

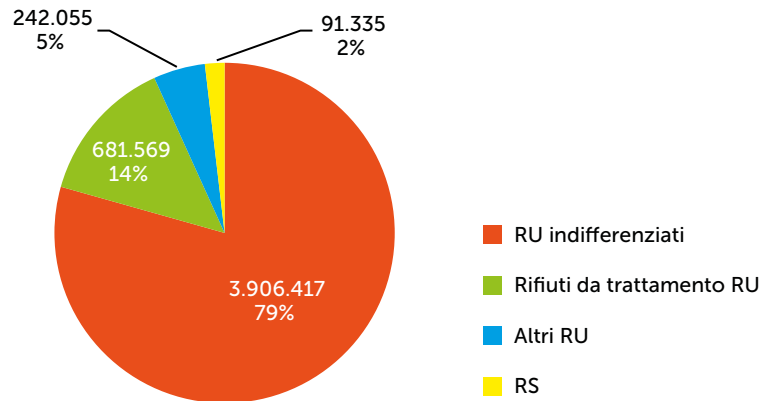
La voce principale dei costi totali della produzione è rappresentata dai costi per servizi (B7), che raggiunge circa il 36% del totale, ed è significativa, altresì, la voce di costo per godimento beni di terzi (B8), pari mediamente al 13% del totale. Con riferimento alle altre voci di costo, si rileva che il costo del personale (B9) rappresenta il 17% del totale, mentre i costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6) costituiscono solo il 6%. Il peso esiguo delle ultime due voci, insieme al significativo valore della voce dei costi per servizi, mostra un consistente ricorso all'*outsourcing* nella gestione di questa tipologia di impianti.

Impianti di trattamento meccanico biologico

Per quanto riguarda gli impianti di trattamento meccanico biologico (TMB), sono stati raccolti i dati relativi a 68 impianti, rispetto al totale di 130 impianti censiti dall'ISPRA nello stesso anno di riferimento.

I 68 impianti di TMB del *panel* ricevono 4,9 milioni di tonnellate di rifiuti (il 50% del totale trattato dai 130 impianti censiti dall'Istituto), di cui il 98% di rifiuti di origine urbana e solo il 2% di rifiuti speciali. Il maggiore apporto di rifiuti, coerentemente con la tipologia di impianto, è dato dai rifiuti indifferenziati, che rappresentano il 79% del totale.

FIG. 6.16 Rifiuti conferiti negli impianti di trattamento meccanico biologico del *panel* (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori presenta una significativa variabilità e va da un valore minimo di 15 €/tonnellata a un valore massimo di 189 €/tonnellata; il prezzo medio di conferimento degli impianti del *panel* si attesta, quindi, intorno a 108 €/tonnellata, mentre il valore mediano risulta pari a 119 €/tonnellata¹². Analogamente a quanto visto in precedenza per i prezzi delle altre tipologie di impianti, i prezzi dei singoli impianti non sono facilmente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti aggiuntive incluse nel prezzo. In particolare, nel prezzo di conferimento si è riscontrata la presenza delle seguenti voci:

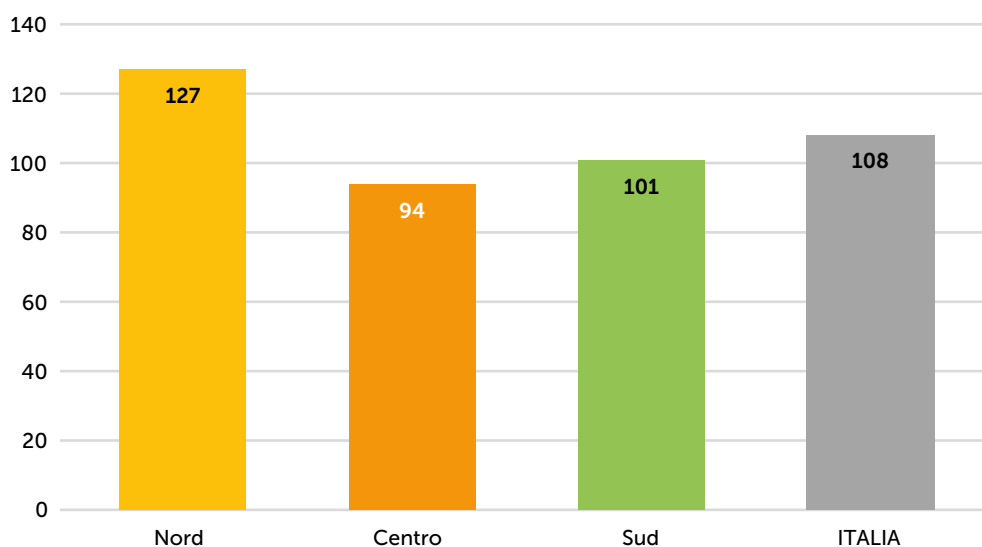
- il contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extra-regionali, evidenziato nelle tariffe di 4 impianti del *panel* (pari a 7 €/tonnellata e 14 €/tonnellata);
- il contributo ambientale, applicato da 23 impianti, che assume valori compresi tra 0,5 e 12 €/tonnellata;
- il tributo speciale in discarica, applicato da 20 impianti, che assume valori da 2 a 21 €/tonnellata;
- altri contributi di varia natura, applicati in 7 impianti, con valori compresi tra 2 e 15 €/tonnellata.

A livello territoriale, si registra un prezzo medio di conferimento di 127 €/tonnellata al Nord, 94 €/tonnellata al Centro e 101 €/tonnellata al Sud¹³.

¹² La variazione dei prezzi, rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2020*, è legata alla diversa composizione del *panel*.

¹³ La variazione dei prezzi, rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2020*, è legata alla diversa composizione del *panel*.

FIG. 6.17 Prezzi medi di conferimento agli impianti di trattamento meccanico biologico per macro-area (in €/tonnellata)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2021 – DRIF.

L'analisi dei ricavi degli impianti del *panel* mostra che l'88% dei ricavi dalle vendite e dalle prestazioni deriva dal trattamento dei rifiuti e solo l'1% del totale è rappresentato dai ricavi derivanti da recupero dei rifiuti; il restante 11% è rappresentato da altri ricavi. Con riferimento alla prima voce, l'87% di tali ricavi proviene in media dal trattamento dei rifiuti indifferenziati urbani e assimilati, e di questi l'83% è di origine regionale, mentre il 4% di origine extra-regionale. Una percentuale esigua, il 7% dei ricavi totali, deriva dal trattamento dei rifiuti differenziati urbani e assimilati di origine regionale (4%) ed extra-regionale (3%). Infine, i ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti speciali raggiungono solo il 6% del totale dei ricavi che provengono dal trattamento dei rifiuti.

Analogamente a quanto evidenziato per gli impianti di discarica, anche nel caso dei TM/TMB la voce principale dei costi totali della produzione è rappresentata dai costi per servizi (B7), pari al 71% del totale. Meno significativa, invece, è la voce di costo per godimento di beni di terzi (B8), pari mediamente al 2%, mentre il costo del personale (B9) copre il 10% del totale. I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6) costituiscono, infine, l'8% del totale. Anche in questo caso, la composizione dei costi mostra un diffuso ricorso all'*outsourcing* per la tipologia di impianti in esame.

Stato delle approvazioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021

Il 2021 rappresenta il secondo anno di applicazione del Metodo tariffario rifiuti (MTR) di cui all'allegato A alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif.

Ai fini della determinazione, da parte degli ETC, delle entrate tariffarie per l'annualità 2021, con la delibera 24 novembre 2020, 493/2020/R/rif, l'Autorità, oltre all'adeguamento di alcuni valori monetari, ha previsto l'esten-

sione di alcune facoltà introdotte con la delibera 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, originariamente previste per la gestione dell'emergenza sanitaria e per la sola annualità 2020.

L'estensione delle suddette misure ha riguardato, più in particolare, la possibilità di valorizzare:

- un obiettivo $C19_{2021}$ (ulteriore rispetto a quelli rappresentati dai coefficienti QL_a e PG_a^{14}), ai fini della determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie di cui all'art. 4 dell'MTR, che permettesse di tenere conto dei costi previsionali delle azioni messe in atto dagli operatori per la gestione delle ricadute dell'emergenza da Covid-19 garantendo la continuità nella fornitura di servizi essenziali e il mantenimento di adeguati livelli qualitativi del servizio;
- le componenti $COV_{TV,2021}^{exp}$, $COV_{TF,2021}^{exp}$ e $COS_{TV,2021}^{exp}$, rispettivamente a copertura degli scostamenti attesi nei costi variabili e fissi rispetto ai costi effettivi dell'anno di riferimento, legati alla gestione dell'emergenza sanitaria, e a copertura degli oneri sociali variabili derivanti dall'attuazione delle misure di tutela a favore delle utenze domestiche economicamente disagiate, come individuate dalla delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif.

Si evidenzia, inoltre, che, nel corso del 2021, il processo di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative ai piani economico-finanziari e ai corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti, o dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, ai sensi dell'MTR, è stato condizionato dal protrarsi dell'emergenza sanitaria legata al Covid-19 e dal conseguente differimento dei termini per l'approvazione della TARI disposto dal legislatore con diversi interventi normativi. La scadenza, da ultimo fissata al 31 luglio 2021 secondo quanto previsto in sede di conversione del decreto legge 25 maggio 2021, n. 73¹⁵, ha fatto sì che la maggior parte delle predisposizioni tariffarie relative al piano economico-finanziario 2021 sia stata trasmessa in prevalenza nei mesi di luglio e agosto 2021, e in alcuni casi anche successivamente a tale data.

Nei successivi paragrafi si procederà, pertanto, ad aggiornare, rispetto a quanto già presentato nella precedente *Relazione Annuale*, il quadro delle predisposizioni tariffarie 2020, trasmesse dagli ETC ed approvate dall'Autorità, nonché a descrivere lo *status* delle trasmissioni e delle approvazioni relative al 2021.

Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità

Con riferimento all'annualità 2020, sono state trasmesse complessivamente poco più di 6.250 proposte tariffarie da più di 3.000 ETC, per una popolazione corrispondente di circa 51,5 milioni di abitanti (circa l'87% della popolazione nazionale).

Per quanto concerne, invece, il piano economico-finanziario 2021, l'Autorità ha ricevuto circa 5.700 predisposizioni, che rappresentano una popolazione complessiva di circa 49,2 milioni di abitanti (circa l'83% della popolazione nazionale)¹⁶, da circa 2.700 ETC. La presenza di un numero elevato di ETC conferma la rilevante fram-

14 Coefficienti QL_a per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti, e PG_a , per la valorizzazione di modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi; tali coefficienti nell'MTR possono essere valorizzati dagli ETC rispettivamente entro i range di valori [0%-2%] e [0%-3%], attraverso uno schema di opzioni tipico dell'impostazione regolatoria di carattere asimmetrico, sulle base dell'effettiva situazione esistente a livello locale e delle relative determinazioni assunte in merito alle prestazioni di servizio da fornire e alle modalità organizzative da realizzare.

15 Cfr. art. 9-bis del decreto legge 73/2021, convertito dalla legge 23 luglio 2021, n. 106.

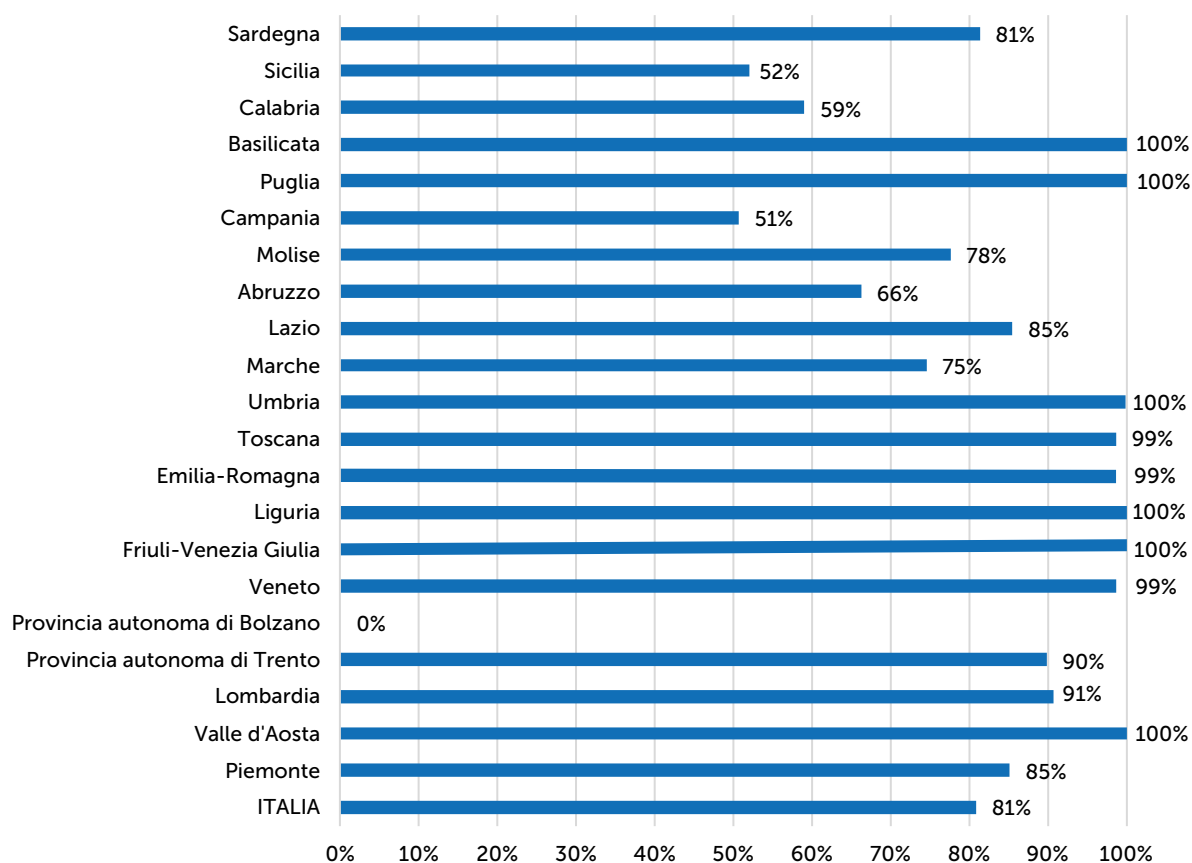
16 I dati relativi a entrambe le annualità sono aggiornati al 4 maggio 2022.

mentazione del settore e progressi marginali nel processo di organizzazione territoriale del servizio attraverso la costituzione e operatività degli Enti di governo degli ambiti territoriali ottimali (ove ne sia prevista la costituzione).

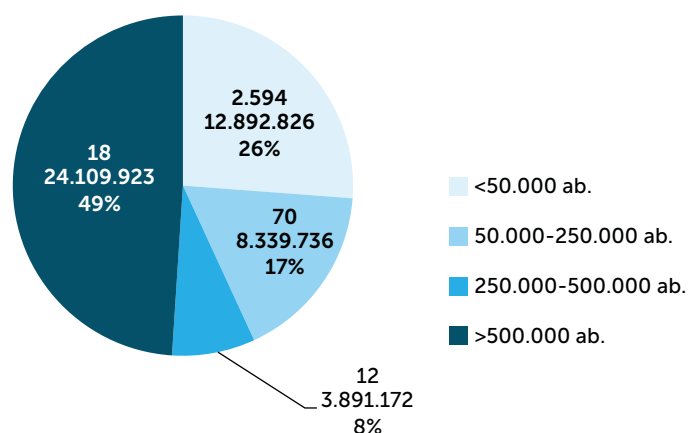
Più in dettaglio, nella successiva figura 6.18 sono rappresentate le predisposizioni tariffarie riferite al piano economico-finanziario 2021 trasmesse per singola Regione in termini di rappresentatività rispetto alla relativa popolazione servita. Dal grafico è possibile, inoltre, risalire ai contesti territoriali per i quali il previsto invio non risulta avvenuto.

La successiva figura 6.19 illustra, con riferimento alla popolazione servita, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 30 Enti più grandi esercitano le proprie competenze su una quota di popolazione superiore a 250.000 abitanti coprendo il 57% della popolazione del campione. Diversamente, i restanti 2.664 riguardano, nel 97% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 43% della popolazione del campione.

FIG. 6.18 Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative all'anno 2021 (percentuale di popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

FIG. 6.19 Distribuzione degli ETC per classi dimensionali^(A)

(A) Per ciascuna classe dimensionale sono indicati il numero di ETC, il numero di abitanti interessati dalle predisposizioni tariffarie trasmesse e la quota percentuale della popolazione interessata per la singola classe rispetto alla popolazione complessivamente coperta dalle predisposizioni trasmesse.

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come premesso, nel 2021 è proseguita l'attività di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020 e ha preso avvio, a partire dal mese di ottobre, quella di approvazione delle proposte relative all'anno 2021.

Con riferimento al primo anno (2020), le predisposizioni approvate dall'Autorità riguardano circa 180 ambiti tariffari, interessando 8,7 milioni di abitanti (residenti in 270 Comuni); è stato approvato un incremento medio delle entrate tariffarie, rispetto al 2019, molto contenuto e pari allo 0,43% (Tav. 6.2)¹⁷.

Per quanto concerne il secondo anno (2021), in cui l'attività di approvazione ha seguito nella tempistica le proroghe dei termini per l'approvazione delle tariffe determinate dal protrarsi dell'emergenza sanitaria, le predisposizioni approvate hanno interessato 33 ambiti tariffari e una popolazione di poco più di 4,3 milioni di abitanti (distribuita in 124 Comuni); l'incremento medio annuo delle tariffe, con riferimento alle predisposizioni 2021 finora approvate dall'Autorità, è stato pari all'1,3%.

TAV. 6.2 Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità relativamente agli anni 2020 e 2021

APPROVAZIONI TARIFFARIE	ETC (N.)	AMBITI TARIFFARI (N.)	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI ^(A))	COMUNI SERVITI (N.)	VARIAZIONE MEDIA DELLE ENTRATE TARIFFARIE RISPETTO ALL'ANNO PRECEDENTE
Totale approvazioni tariffarie 2020	37	179	223	8.725.014	270	0,43%
Totale approvazioni tariffarie 2021	20	33	46	4.336.008	124	1,31%

(A) Abitanti Istat 2011.

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021.

¹⁷ I dati e le approvazioni tariffarie relativi a entrambe le annualità sono aggiornati al 4 maggio 2022.

Dall'analisi della distribuzione della popolazione interessata dai provvedimenti di approvazione relativi al piano economico-finanziario 2020 (Tav. 6.3 e Fig. 6.20) si evince che le approvazioni interessano rispettivamente per il 43% la popolazione residente nel Nord-Ovest, per il 21% i residenti nel Nord-Est, per il 18,5% la popolazione residente nell'Italia centrale, per il 12% i residenti nel Sud e, infine, per il 5% quelli delle Isole.

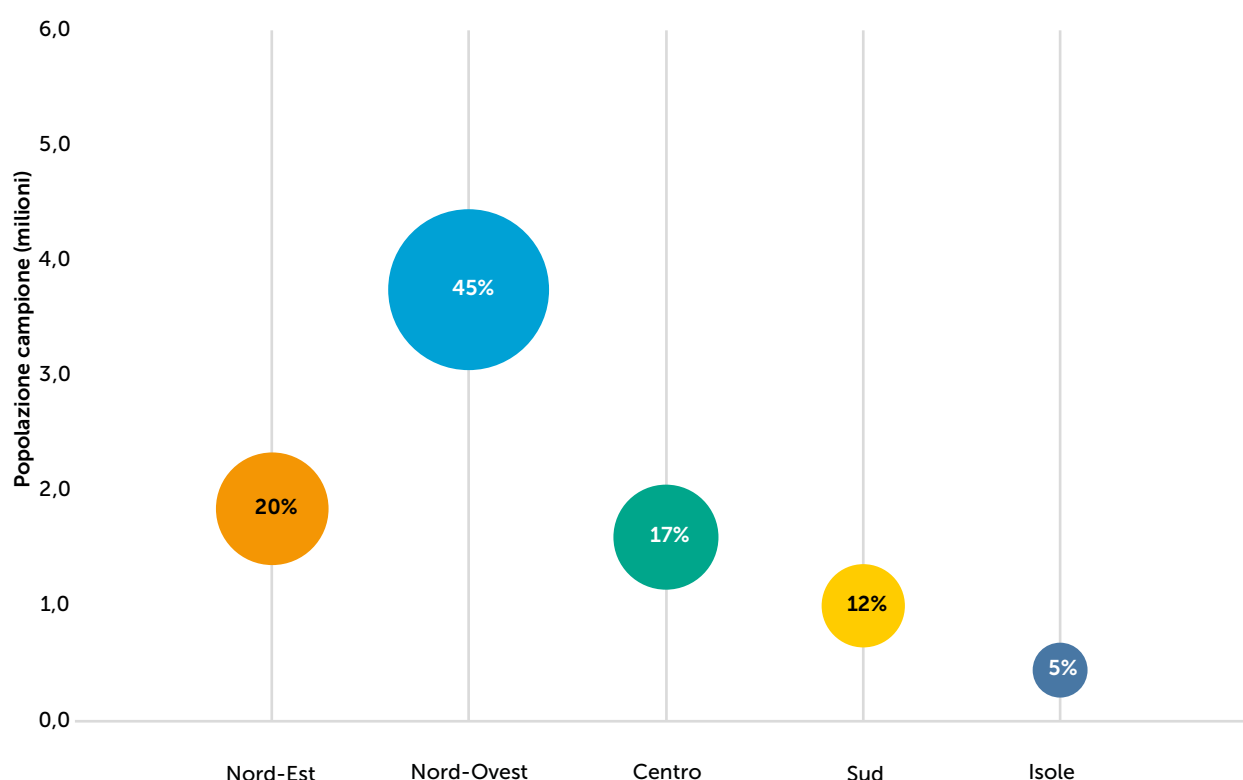
I provvedimenti di approvazione relativi al piano economico-finanziario 2021, invece, interessano il Nord-Ovest per il 45% della popolazione residente, il Nord-Est per il 41%, il Centro per il 13% e per una quota residuale il Sud e le Isole (Tav. 6.3 e Fig. 6.20).

A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità nel 2020 riguardano gestioni che erogano il servizio al 14,5% degli abitanti residenti, mentre quelle sul 2021 interessano circa la metà di tale quota. Si evidenzia, inoltre, che la copertura della popolazione, almeno relativamente alle approvazioni del piano economico-finanziario 2020, è divenuta significativa in alcune Regioni (Piemonte, Lombardia, Veneto, Toscana, Umbria e Puglia).

TAV. 6.3 *Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica*

MACRO-AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO 2020	POPOLAZIONE SERVITA PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO 2021
Nord-Ovest	3.747.562	2.003.619
Nord-Est	1.846.340	1.803.356
Centro	1.597.104	564.584
Sud	1.002.504	78.647
Isole	443.785	-
TOTALE COMPLESSIVO	8.637.295	4.450.206

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021.

FIG. 6.20 Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica (piano economico-finanziario 2020)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

Le entrate tariffarie per abitante approvate, e in particolare quelle riguardanti il piano economico-finanziario 2020, risultano eterogenee tra ambiti tariffari, riflettendo *in primis* la disomogeneità esistente nelle condizioni di contesto e nelle caratteristiche del servizio erogato. La tavola 6.4, nell'illustrare l'entità delle entrate tariffarie *pro capite* e delle variazioni delle medesime in relazione alla classe dimensionale dell'ambito tariffario rispetto alla popolazione, conferma la sostanziale stabilità dei corrispettivi nel 2020.

TAV. 6.4 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE 2020 PRO CAPITE	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (ANNO 2020)
Oltre 500.000 abitanti	4	3.244.045	227,8	-0,05%
Tra 250.000 e 500.000 abitanti	4	1.177.004	231,5	-0,26%
Tra 50.000 e 250.000 abitanti	27	2.816.149	226,7	1,08%
Fino a 50.000 abitanti	144	1.487.816	186,1	0,81%
TOTALE COMPLESSIVO	179	8.725.014	220,8	0,43%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

La tavola 6.5 presenta lo stesso tipo di informazioni con riferimento alle predisposizioni tariffarie finora approvate relative al piano economico-finanziario 2021.

TAV. 6.5 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE 2021 PRO CAPITE	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (ANNO 2021)
Oltre 500.000 abitanti	3	2.001.922	224,7	0,81%
Tra 250.000 e 500.000 abitanti	2	567.169	241,0	2,42%
Tra 50.000 e 250.000 abitanti	14	1.579.334	205,7	1,35%
Fino a 50.000 abitanti	14	187.583	281,3	2,93%
TOTALE COMPLESSIVO	33	4.336.008	222,4	1,31%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

Con riferimento all'individuazione dei coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che hanno impatto sulla determinazione del limite alla crescita annua delle entrate tariffarie, la tavola 6.6 descrive il posizionamento nella matrice, di cui al comma 4.4 dell'MTR¹⁸, delle predisposizioni 2020 e 2021 oggetto di approvazione¹⁹.

TAV. 6.6 Distribuzione della popolazione e degli ambiti tariffari per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti

SCHEMI REGOLATORI	TOTALE POPOLAZIONE SERVITA (2020)	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI (2020)	TOTALE POPOLAZIONE SERVITA (2021)	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI (2021)
Schema I	5.087.072	68	1.229.626	16
Schema II	247.879	9	789.720	5
Schema III	502.392	20	2.183.723	10
Schema IV	2.178.611	51	132.939	2
Art. 3.4 delibera 57/2020/R/rif	709.060	31	-	-
TOTALE COMPLESSIVO	8.725.014	179	4.336.008	33

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021.

Emerge, in particolare, il seguente quadro:

- si collocano nello Schema I – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni – 68 dei 179 ambiti tariffari per i quali è stata approvata la predisposizione tariffaria 2020 e 16 dei 33 ambiti tariffari per i quali è stata approvata la predisposizione 2021; tali ambiti rappresentano, rispettivamente, il 58% e il 28% della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie; si evidenzia, inoltre, che per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua pari a -0,37% (relativamente all'annualità 2020) e 0,21% (relativamente all'annualità 2021);
- si collocano nello Schema II – in quanto l'ETC ha fissato obiettivi di variazione del perimetro gestionale, mentre non ha individuato alcun obiettivo di miglioramento della qualità del servizio – 9 ambiti per cui è stata

¹⁸ I dati si riferiscono alle proposte tariffarie approvate dall'Autorità e predisposte secondo l'MTR, escludendo pertanto le approvazioni relative a casi di inerzia del gestore.

¹⁹ Negli schemi I, II, III e IV valgono rispettivamente, ai sensi del comma 4.4. dell'MTR, i seguenti limiti: $QL_s = 0$ e $PG_s = 0$; $QL_s = 0$ e $PG_s \leq 3\%$; $QL_s \leq 2\%$ e $PG_s = 0$; $QL_s \leq 2\%$ e $PG_s \leq 3\%$. Ai sensi dell'art. 3.4 della delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif, in caso di inerzia del gestore nella predisposizione del piano economico-finanziario, l'ETC provvede alla predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione e in un'ottica di tutela degli utenti; sono, comunque, esclusi incrementi dei corrispettivi e adeguamenti degli stessi all'inflazione.

approvata la predisposizione 2020 e 5 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2021; tali gruppi rappresentano, rispettivamente, il 3% e il 18% della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie; inoltre, la variazione media delle entrate tariffarie del primo aggregato è pari a 0,37%, mentre quella del secondo è pari a 2,32%;

- si collocano nello Schema III – in quanto l’ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro, ma ha previsto il miglioramento della qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato – 20 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020 e 10 oggetto di approvazione per il 2021, rappresentativi, rispettivamente, del 6% e del 50% della popolazione interessata; per tali gruppi, inoltre, è stata approvata una variazione tariffaria media annua rispettivamente pari allo 0,80% e al 2,68%;
- si collocano nello Schema IV – in quanto l’ETC ha fissato sia obiettivi specifici di variazione del perimetro gestionale, sia target di miglioramento dei livelli di qualità – 51 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020 e 2 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2021, rappresentativi, rispettivamente, del 25% e del 3% della popolazione interessata; per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 4,2% per l’anno 2020 e del 5,50% per il 2021.

Ai fini della predisposizione del piano economico-finanziario del 2020, solo per due ambiti tariffari i relativi ETC hanno ritenuto opportuno fissare un valore positivo del coefficiente $C19_{2020}^{20}$, mentre per il 2021 il numero di ambiti tariffari per cui è stato individuato un valore positivo del suddetto coefficiente è già pari a sette (il valore medio assunto dal coefficiente, in tali casi, è pari a 1,74%). Ciò evidenzia un crescente ricorso a una delle leve che l’Autorità ha previsto nell’MTR per il primo periodo regolatorio al fine di garantire il riconoscimento dei maggiori costi legati all’emergenza sanitaria.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $COI_{TV,a}^{EXP}$ e $COI_{TF,a}^{EXP}$ ²¹, l’Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel piano economico-finanziario 2020, per 33 predisposizioni (su 148 approvate), prevalentemente in corrispondenza di target connessi alla determinazione del coefficiente di miglioramento della qualità del servizio QL_a . L’incidenza media di tali costi, rispetto al totale delle entrate tariffarie 2020, risulta pari all’1,94%.

Per il 2021, i costi operativi incentivanti sono stati inseriti nel piano economico-finanziario in 9 delle 33 predisposizioni approvate: l’incidenza media è stata dell’1,7%.

La prosecuzione dell’attività di approvazione delle predisposizioni 2020 ha messo in evidenza come il ricorso alle componenti tariffarie specificamente introdotte per fronteggiare la pandemia²² non sia stato trascurabile, se si esclude la componente $COS_{TV,2020}^{EXP}$ ²³, mai valorizzata nelle proposte finora approvate. Sono circa il 12%, infatti, gli ambiti tariffari per i quali gli ETC hanno quantificato maggiori o minori costi legati alla gestione dell’emergenza sanitaria: il *range* di incidenza di tali componenti sul totale delle entrate tariffarie è stato piuttosto ampio, variando da -9,9% a +1,24%, segnalando come la valorizzazione di tali maggiori costi, ove avvenuta, abbia riguardato importi abbastanza contenuti.

20 $C19_{2020}$ e $C19_{2021}$ sono i coefficienti che, ai fini della determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, permettono di tenere conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e, in particolare, delle previsioni dei costi sostenuti dai gestori per garantire la continuità e il mantenimento dei livelli di qualità del servizio a seguito dell’emergenza da Covid-19, e possono, ciascuno nel rispettivo anno di applicazione, assumere un valore compreso tra 0 e 3%.

21 $COI_{TV,a}^{EXP}$ e $COI_{TF,a}^{EXP}$ sono componenti di natura previsionale destinate alla copertura degli oneri variabili e fissi attesi per il conseguimento di target specifici di miglioramento dei livelli di qualità e/o alle modifiche del perimetro gestionale.

22 Si tratta delle componenti $COV_{TV,2020}^{EXP}$, $COV_{TF,2020}^{EXP}$ e $COS_{TV,2020}^{EXP}$, introdotte con la delibera 238/2020/R/rif.

23 Componente per la copertura dei costi relativi alle agevolazioni a favore delle utenze domestiche disagiate, introdotte con la delibera 158/2020/R/rif quali misure urgenti, tra le altre, per la necessità di gestire l’emergenza da Covid-19 e di tenere conto degli impatti della pandemia sul settore.

Con riferimento al piano economico-finanziario 2021, gli ambiti tariffari i cui ETC hanno valorizzato le componenti legate all'emergenza sanitaria sono 7 su 33, con un *range* di incidenza delle suddette componenti che varia da -0,74% a 2,12%.

Le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi b_a^{24} e ω_a^{25} sono state impiegate, nei limiti e secondo i criteri stabiliti dalla regolazione, prevalentemente per contenere le entrate tariffarie a tutela dell'utenza, in taluni casi (e con riferimento al fattore ω_a) anche a fronte di una valutazione positiva delle prestazioni di raccolta differenziata e recupero di materia delle gestioni. Con riferimento al 2020, rispetto ai 148 ambiti tariffari per cui è stato applicato l'MTR (escludendo, perciò, i casi di inerzia del gestore), b_a è stato quantificato per valori prossimi all'estremo superiore dell'intervallo fissato nell'MTR in circa l'80% dei casi, mentre ω_a è stato valorizzato all'estremo superiore del relativo intervallo o a valori prossimi al medesimo in circa il 70% dei casi. Con riferimento al 2021, rispetto ai 33 ambiti tariffari oggetto di approvazione, le corrispondenti percentuali si attestano rispettivamente a 73% e 61%.

Infine, il meccanismo di gradualità previsto per la valorizzazione delle componenti di conguaglio dei costi efficienti delle annualità 2018 e 2019 è, invece, stato applicato nella maggior parte dei casi in coerenza con la valutazione delle *performance*; diversamente, per taluni ambiti tariffari l'ETC ha ritenuto di valorizzare i coefficienti di gradualità ai fini di contenere le entrate tariffarie o di minimizzare la variazione (in aumento o in diminuzione) delle stesse rispetto all'anno precedente, in un'ottica di tutela dell'utenza, indipendentemente dai risultati soddisfacenti espressi dalla percentuale di raccolta differenziata, dalla qualità dei rifiuti avviati a recupero di materia e dalla soddisfazione degli utenti.

Caratteristiche delle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021

Con riferimento al piano economico-finanziario 2021, si illustrano le prime evidenze sul complesso delle predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità. I dati presentati di seguito si riferiscono a circa 5.200 predisposizioni tariffarie, delle circa 5.700 trasmesse²⁶.

In particolare, si riportano alcuni dati relativi al ricorso, da parte degli ETC, agli strumenti di flessibilità nella quantificazione dei costi riconosciuti, previsti dall'MTR, connessi al potenziamento o miglioramento del servizio, oppure a variazioni dello stesso legate all'emergenza sanitaria da Covid-19, nonché all'impiego, da parte dei medesimi ETC, delle leve decisionali concepite per trasmettere segnali di incentivo ai gestori del servizio e finalizzate a sostenere i processi di investimento per la *circular economy* e di miglioramento del servizio.

24 Il fattore di *sharing* dei proventi può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,3-0,6].

25 Il fattore ω_a è determinato dall'Ente territorialmente competente in coerenza con le valutazioni compiute ai fini della determinazione dei parametri $\gamma_{1,a}$ e $\gamma_{2,a}$ di cui al comma 16.2 dell'MTR; ω_a può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,1-0,4].

26 Più precisamente, sono prese in considerazione le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità per cui la determinazione delle entrate tariffarie è avvenuta applicando l'MTR (ossia sulla base dei piani economico-finanziari predisposti dal gestore), mentre sono esclusi i casi di determinazione delle entrate tariffarie da parte dell'ETC sulla base degli elementi disponibili, in presenza di inerzia da parte del gestore, così come sono esclusi i casi di documentazione incompleta. Sono, inoltre, escluse circa 200 predisposizioni tariffarie per cui i relativi ETC hanno incontrato difficoltà nella trasmissione della documentazione attraverso il portale *extranet* predisposto dall'Autorità, rendendo i relativi dati, seppur trasmessi, non elaborabili.

Con riferimento alla fissazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, la tavola 6.7 mostra come per poco più della metà delle predisposizioni trasmesse non siano stati determinati obiettivi specifici di miglioramento tali da richiedere la fissazione dei coefficienti QL_a e PG_a ²⁷, né sia stato valorizzato il coefficiente $C19_{2021}$ ²⁸: ne risulta un valore del limite alla crescita compreso tra 1,2% e 1,6% (secondo il valore assunto dal coefficiente di produttività X_a ²⁹).

TAV. 6.7 *Limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie (predisposizioni 2021)*

INTERVALLO DI VALORIZZAZIONE	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI	QUOTA PERCENTUALE
1,2%-1,6%	2.703	51,9%
1,6%-4,1%	1.319	25,3%
4,1%-6,6%	1.184	22,7%
TOTALE (CAMPIONE RILEVANTE)	5.206	100,0%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie 2021.

In relazione ai singoli coefficienti che compongono il limite di crescita, X_a è stato fissato al valore minimo di 0,1% in quasi il 90% degli ambiti tariffari la cui proposta tariffaria è pervenuta all'Autorità. Solo nel 7% dei casi è stato fissato un valore massimo del recupero di efficienza imposto al gestore. Il coefficiente di miglioramento della qualità QL_a è stato valorizzato per circa il 25% degli ambiti tariffari, mentre il coefficiente di incremento del perimetro gestionale PG_a è stato fissato a un valore positivo per una quota poco inferiore, 24%. I due coefficienti sono stati entrambi valorizzati per circa il 17% delle predisposizioni trasmesse. Il valore medio assunto dal coefficiente QL_a ove valorizzato, è stato pari a poco più dell'1,5%, mentre quello del coefficiente PG_a è stato di poco superiore al 2%. Anche il coefficiente $C19_{2021}$ è stato valorizzato in un numero tutt'altro che trascurabile di ambiti: in particolare, il suo impiego è avvenuto in quasi il 23% dei casi.

Le componenti relative al riconoscimento di costi operativi incentivanti, variabili³⁰ ($COI_{TV,a}^{EXP}$) e fissi³¹ ($COI_{TF,a}^{EXP}$), legate al miglioramento e/o potenziamento del servizio, sono state incluse nel piano economico-finanziario 2021 per circa il 27% degli ambiti tariffari. Le due componenti sono state entrambe valorizzate nella stessa predisposizione tariffaria in circa l'8% dei casi³². Le componenti legate all'emergenza sanitaria $COV_{TV,2021}^{EXP}$ e $COV_{TF,2021}^{EXP}$ sono state inserite nel piano economico-finanziario 2021 in circa il 18% delle predisposizioni pervenute. Prevale la valorizzazione della componente $COV_{TV,2021}^{EXP}$ che, sulla base di quanto osservato nelle predisposizioni già approvate, oltre a quantificare gli effetti economici di variazioni del servizio di raccolta, potrebbe rappresentare variazioni (in qualche caso in diminuzione) dei costi di trattamento. La componente $COV_{TV,2021}^{EXP}$ assume, in effetti, un valore negativo in un numero di casi superiore rispetto alla componente $COV_{TF,2021}^{EXP}$ (14% contro 1,5%). Resta prevalente, per entrambe le componenti, la determinazione di valori positivi, indicanti maggiori costi previsti per la gestione

27 Si veda la nota 13.

28 Obiettivo che può essere valorizzato dagli ETC entro il range [0-3%], a maggiorazione del limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie, per tenere conto dei costi previsionali delle azioni messe in atto dagli operatori per la gestione delle ricadute dell'emergenza da Covid-19 garantendo la continuità nella fornitura di servizi essenziali e il mantenimento di adeguati livelli qualitativi del servizio.

29 Il coefficiente di recupero di produttività X_a è determinato dall'ETC nell'ambito dell'intervallo di valori compreso fra 0,1% e 0,5%.

30 Sulla base di quanto osservato nelle predisposizioni già approvate, dovrebbe trattarsi di costi legati a trasformazioni del servizio di raccolta.

31 In questo secondo caso, le variazioni e i miglioramenti dovrebbero riguardare il servizio di spazzamento e lavaggio strade e/o l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

32 La quota di predisposizioni per cui i costi operativi incentivanti afferiscono alle componenti di costo variabile (sulla base di quanto osservato nelle predisposizioni già approvate dovrebbe trattarsi di costi legati a trasformazioni del servizio di raccolta) è leggermente superiore a quella per cui essi afferiscono alle componenti di costo fisso (in questo caso, le variazioni e i miglioramenti dovrebbero riguardare il servizio di spazzamento e lavaggio strade e/o la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti).

dell'emergenza sanitaria (rispettivamente 84% dei casi e 98,5% dei casi). La componente $COS_{TV,2021}^{exp}$ ha trovato, invece, un impiego marginale, limitato a poche decine di predisposizioni tariffarie.

TAV. 6.8 Valorizzazione dei fattori di sharing (predisposizioni 2021)

FATTORE DI SHARING b			PARAMETRO ω		
INTERVALLO DI VALORIZZAZIONE	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI	QUOTA PERCENTUALE	INTERVALLO DI VALORIZZAZIONE	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI	QUOTA PERCENTUALE
0,3-0,4	1.569	30,1%	0,1-0,2	1.986	38,1%
0,4-0,5	297	5,7%	0,2-0,3	523	10,0%
0,5-0,6	3.340	64,2%	0,3-0,4	2.697	51,8%
TOTALE (CAMPIONE RILEVANTE)	5.206	100,0%	TOTALE (CAMPIONE RILEVANTE)	5.206	100,0%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie 2021.

TAV. 6.9 Valorizzazione dei parametri alla base del coefficiente di gradualità (predisposizioni 2021)

DECISIONE DI VALORIZZAZIONE	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI	QUOTA PERCENTUALE
Premio al gestore (con prestazioni del gestore soddisfacenti)	1.899	45,1%
Valori intermedi	387	9,2%
Penalità per il gestore (prestazioni del gestore non soddisfacenti)	726	17,2%
Beneficio all'utenza (prestazioni del gestore soddisfacenti)	1.198	28,5%
TOTALE (CAMPIONE RILEVANTE) ^(A)	4.210	100,0%

(A) La minore dimensione del campione rilevante rispetto alle precedenti elaborazioni risente dell'erronea quantificazione dei parametri alla base del coefficiente di gradualità a opera di taluni ETC.

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie 2021.

Per quanto concerne l'incentivo alle infrastrutture per la *circular economy* e, in particolare, al meccanismo di *sharing* dei ricavi derivanti dalla vendita di materiali ed energia ottenuti dai rifiuti urbani, dall'analisi delle predisposizioni 2021 emerge il prevalente ricorso della valorizzazione del fattore di *sharing* b ³³ e del parametro ω ³⁴ a beneficio dell'utenza. Se, tuttavia, come riportato nella tavola 6.8, per il primo sono determinati valori a tutela dell'utenza in quasi due terzi delle predisposizioni (si osservi il dato in corrispondenza dell'intervallo 0,5-0,6), per il secondo, la stessa quota scende sensibilmente e supera di poco il 50% (si osservi il dato in corrispondenza dell'intervallo 0,3-0,4), mentre in circa il 40% dei casi il valore di ω è premiante per il/i gestore/i (si osservi il dato in corrispondenza dell'intervallo 0,1-0,2). In effetti, poi, in circa tre casi su quattro il valore del parametro ω è prossimo o coincidente con il limite superiore (0,3-0,4) pur in presenza di una valutazione positiva dei risultati.

La determinazione dei parametri alla base del coefficiente di gradualità per l'applicazione, al piano economico-finanziario 2021, dei conguagli relativi all'annualità 2019³⁵ mette in evidenza la prevalenza di un giudizio sod-

33 Il fattore b può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,3-0,6].

34 Il fattore ω può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,1-0,4].

35 La determinazione delle componenti a conguaglio per gli anni 2018 e 2019 avviene modulando le componenti di conguaglio $RC_{TV,a}$ della parte variabile della tariffa e $RC_{TF,a}$ della parte fissa della tariffa, secondo un numero di rate r massimo pari a quattro, nella quota derivante dalla moltiplicazione delle rate annuali $RC_{TV,a}/r$ e $RC_{TF,a}/r$ per il coefficiente di gradualità $(1+\gamma_a)$. Il parametro γ_a è la somma dei tre parametri $\gamma_{1,a}$, $\gamma_{2,a}$ e $\gamma_{3,a}$, i cui valori devono essere determinati dall'ETC, entro *range* assegnati e differenziati a seconda che il costo unitario effettivo dell'anno $a-2$ sia inferiore, o piuttosto maggiore o uguale, a un costo *benchmark*, tenendo conto:

- del grado di raggiungimento degli obiettivi di raccolta differenziata per $\gamma_{1,a}$;

disfacente sulla gestione, cui corrisponde, come riportato nella tavola 6.9, la determinazione di valori che premiano il gestore, nel 45% dei casi, e valori che lo penalizzano, per una quota simile (46%), seppure nella maggior parte di questi ultimi casi (28,5% sul totale) ciò avvenga in presenza di prestazioni soddisfacenti, presumibilmente per la scelta degli ETC di ridurre comunque i conguagli per contenere le entrate tariffarie, a tutela dell'utenza.

Meccanismi di garanzia

Con riferimento ai meccanismi di garanzia di cui alle previsioni dell'art. 7 della delibera 443/2019/R/rif e inerenti alle procedure di approvazione tariffaria nel corso dell'anno 2021, l'Autorità ha ricevuto complessivamente 116 richieste di intervento³⁶. In proposito, è opportuno evidenziare che, rispetto al quadro registrato per l'anno precedente (erano pervenute, allora, ben 328 richieste di intervento), nel periodo temporale oggetto della presente *Relazione Annuale* si rileva una riduzione delle casistiche di inerzia, verosimilmente riconducibile a una maggiore consapevolezza e conoscenza da parte dei soggetti coinvolti degli strumenti regolatori e dei connessi compiti previsti dalla metodologia tariffaria.

Dall'attività di gestione delle segnalazioni pervenute è emerso che in 89 casi le interlocuzioni individuali condotte con i singoli enti e gestori – allo scopo di ricercare per le vie brevi le cause dello stallo segnalato e, ove possibile, fornire indicazioni e soluzioni per superarlo – nonché gli approfondimenti istruttori circa la sussistenza dei presupposti ai fini dell'azione dell'Autorità si sono rivelati risolutivi. In 27 casi, invece, è stato necessario procedere all'invio di diffide formali nei confronti dei gestori segnalati dagli Enti territorialmente competenti, attraverso le quali si è fissato un termine per provvedere alla trasmissione di quanto previsto ai sensi dell'MTR. Lo strumento della diffida si è rivelato efficace, poiché in più della metà dei casi i gestori hanno informato l'Autorità entro la tempistica assegnata circa l'adempimento alle disposizioni regolatorie.

- dell'efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo per $\gamma_{2,a}$;
- della soddisfazione degli utenti in relazione alle *performance* della Carta dei servizi per $\gamma_{3,a}$;
- e compiendo la scelta dei valori in modo tale che, in presenza di conguagli positivi (negativi), sia massimizzato (minimizzato) il riconoscimento del conguaglio quanto più le prestazioni sono soddisfacenti, ovvero minimizzato (massimizzato) quanto più sono insoddisfacenti.

³⁶ In caso di inerzia del gestore nella predisposizione del piano economico-finanziario, l'ETC che abbia provveduto a richiedere i dati e gli atti necessari ne dà comunicazione all'Autorità, che provvede a diffidare il gestore e, in caso di perdurante inerzia, a intimare l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 481/1995.

Specularmente, l'Autorità, previa comunicazione del gestore che ha predisposto il piano economico-finanziario, diffida l'ETC che non provveda ad assumere le pertinenti determinazioni tariffarie.

**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 Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



