



ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

25°



**RELAZIONE
ANNUALE**

**STATO DEI SERVIZI
2020**

VOLUME 1



ARERA 25°
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**
**STATO DEI SERVIZI
2020**

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. 21

 Mercati internazionali dei prodotti energetici	»	22
• Mercato internazionale del petrolio	»	23
• Mercato internazionale del gas naturale	»	29
• Mercato internazionale del GNL	»	36
• Mercato internazionale del carbone	»	40
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	»	42
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione	»	45
• Prezzi dell'energia elettrica	»	45
• Prezzi del gas	»	53
 Andamento dell'economia e del clima nel 2020	»	60
 Domanda e offerta di energia in Italia	»	61
 Sistemi idrici in Europa	»	66
 Rifiuti urbani e assimilati in Europa	»	71

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 79

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2020	»	80
 Mercato e concorrenza	»	83
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	83
• Infrastrutture elettriche	»	97
• Mercato all'ingrosso	»	113
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	121
• Mercato finale della vendita	»	122
 Prezzi e tariffe	»	163
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	163
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	165
 Qualità del servizio	»	174
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	174
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	178
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	190
• Qualità commerciale del servizio di vendita	»	200

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 207

Domanda e offerta di gas naturale	» 208
Mercato e concorrenza	» 212
• Struttura dell'offerta di gas	» 212
• Infrastrutture del gas	» 218
• Mercato all'ingrosso del gas	» 241
• Mercato finale al dettaglio	» 255
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 274
Prezzi e tariffe	» 279
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 279
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 286
• Condizioni economiche di riferimento	» 289
Qualità del servizio	» 297
• Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	» 297
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 301
• Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	» 312
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	» 316
• Qualità commerciale del servizio di vendita	» 320

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 327

Struttura del mercato e concorrenza	» 328
• Stato di diffusione del servizio	» 328
• Caratteristiche dell'offerta	» 329
• Caratteristiche della domanda	» 332
• Operatori del servizio di telecalore	» 333
Prezzi del servizio	» 335
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 335
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 337
Qualità del servizio	» 338
• Sicurezza e continuità del servizio	» 338
• Qualità commerciale del servizio	» 345

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 351

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	»	352
• Servizio di acquedotto	»	353
• Servizio di fognatura	»	371
• Servizio di depurazione	»	376
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	»	386
Investimenti e tariffe	»	398
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	»	398
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	»	404
• Variazioni tariffarie e investimenti	»	414
Qualità contrattuale	»	421
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2020	»	424
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	»	433
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	»	441

Capitolo 6

Struttura, tariffe, qualità nel settore dei rifiuti urbani e assimilati

» 445

Struttura del settore	»	446
• Produzione e raccolta dei rifiuti	»	449
Stato delle approvazioni tariffarie relative all'anno 2020	»	452
• Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità	»	454
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	»	456
• Meccanismi di garanzia	»	460
Qualità contrattuale	»	461
• Carta della qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti	»	465
• Principali profili di qualità contrattuale del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti	»	466
• Indicatori e standard di qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti	»	472
• Indennizzi	»	475
• Trasparenza nel servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti	»	476

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 22
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2016 al 2020 e previsione per il 2021	» 24
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2016 al 2020 e previsione per il 2021	» 25
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	» 26
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	» 27
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	» 29
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	» 30
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	» 31
TAV. 1.9	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza	» 32
TAV. 1.10	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL	» 37
TAV. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2020	» 38
TAV. 1.12	Mercato internazionale del carbone	» 41
TAV. 1.13	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nel 2020	» 46
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nel 2020	» 51
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici nel 2020	» 54
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi industriali nel 2020	» 57
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2019 e nel 2020	» 63
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2019 e nel 2020	» 80
TAV. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2020	» 81
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte 2016-2020	» 84
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	» 85
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 86
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2020 per fonte	» 89
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2020	» 90
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2020	» 90
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2020	» 92
TAV. 2.10	Generazione lorda per fonte e zona di mercato nel 2020	» 92
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale	» 97
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero	» 99
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2015	» 101
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori nel 2020	» 103
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2020	» 103
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2020	» 104
TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2020	» 105
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2020 per classe di potenza	» 107
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2020 per fascia di consumo e residenza anagrafica	» 107
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza e per fascia di consumo	» 108
TAV. 2.21	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2020 per livello di tensione e tipologia di utenza	» 110
TAV. 2.22	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici (altri usi) allacciati in bassa tensione nel 2020 per livello di potenza	» 111
TAV. 2.23	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 113

TAV. 2.24	Volumi scambiati sul mercato a termine dal 2014	pag. 120
TAV. 2.25	Esiti della contrattazione dei titoli di efficienza energetica	» 122
TAV. 2.26	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2020	» 122
TAV. 2.27	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 123
TAV. 2.28	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 125
TAV. 2.29	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2020	» 129
TAV. 2.30	Tassi di <i>switching</i> del settore elettrico per tipologia di cliente	» 131
TAV. 2.31	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2020	» 132
TAV. 2.32	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	» 134
TAV. 2.33	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2020	» 135
TAV. 2.34	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2020	» 135
TAV. 2.35	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2020	» 136
TAV. 2.36	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2020	» 137
TAV. 2.37	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2020	» 138
TAV. 2.38	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2020	» 140
TAV. 2.39	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2020	» 141
TAV. 2.40	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2020	» 142
TAV. 2.41	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2020	» 144
TAV. 2.42	Attività dei venditori per classe di vendita	» 146
TAV. 2.43	Operazioni societarie tra venditori di energia elettrica nel mercato libero nel 2020 per tipologia	» 147
TAV. 2.44	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2020	» 148
TAV. 2.45	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	» 150
TAV. 2.46	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	» 152
TAV. 2.47	Mercato libero domestico nel 2020 per classe di consumo	» 153
TAV. 2.48	Mercato libero domestico nel 2020 per condizione contrattuale applicata	» 154
TAV. 2.49	Mercato libero non domestico nel 2020 per livello di tensione	» 155
TAV. 2.50	Mercato libero non domestico nel 2020 per classe di consumo	» 155
TAV. 2.51	Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi: percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati	» 159
TAV. 2.52	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente	» 161
TAV. 2.53	Servizio di salvaguardia per regione	» 162
TAV. 2.54	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	» 164
TAV. 2.55	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	» 164
TAV. 2.56	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	» 164
TAV. 2.57	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2020 per classe di consumo	» 165
TAV. 2.58	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2020 per classe di consumo e tipo di mercato	» 166
TAV. 2.59	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2020 per livello di tensione	» 167
TAV. 2.60	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2020	» 167
TAV. 2.61	Approvvigionamento di Acquirente unico nel 2020	» 168
TAV. 2.62	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	» 169
TAV. 2.63	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2020	» 173
TAV. 2.64	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	» 174
TAV. 2.65	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 174

TAV. 2.66	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 174
TAV. 2.67	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	» 176
TAV. 2.68	Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT	» 176
TAV. 2.69	ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	» 177
TAV. 2.70	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 177
TAV. 2.71	Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 177
TAV. 2.72	Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 178
TAV. 2.73	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	» 178
TAV. 2.74	Durata e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utenze in bassa tensione nel 2020	» 183
TAV. 2.75	Durata delle interruzioni per utenze in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione	» 184
TAV. 2.76	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	» 184
TAV. 2.77	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	» 185
TAV. 2.78	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	» 186
TAV. 2.79	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 188
TAV. 2.80	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2019	» 188
TAV. 2.81	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione	» 189
TAV. 2.82	Indennizzi automatici erogati nel 2020 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	» 189
TAV. 2.83	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna	» 190
TAV. 2.84	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2020	» 191
TAV. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2020	» 192
TAV. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2020	» 193
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2020	» 193
TAV. 2.88	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2020	» 194
TAV. 2.89	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2020	» 194
TAV. 2.90	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2020	» 195
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2020	» 195
TAV. 2.92	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2020	» 200
TAV. 2.93	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore elettrico nel 2020	» 201
TAV. 2.94	Numero di reclami nel settore elettrico nel 2020 per tipologia di cliente	» 202
TAV. 2.95	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 202
TAV. 2.96	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 202
TAV. 2.97	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 203

TAV. 2.98	Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2020	pag. 203
TAV. 2.99	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2020	» 204
TAV. 3.1	Bilancio del gas naturale 2020	» 210
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2020	» 214
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2020	» 216
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2020	» 219
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2020	» 220
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2020-2021	» 222
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2021-2022 al 2034-2035	» 224
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 225
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2020-2021 e 2021-2022	» 226
TAV. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2013-2020	» 229
TAV. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2020	» 230
TAV. 3.12	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 231
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2020	» 231
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2020	» 232
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	» 234
TAV. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso	» 235
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2020	» 236
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2020 per classe di misuratore	» 237
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2020	» 238
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2020	» 239
TAV. 3.21	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 240
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	» 240
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2020	» 241
TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 242
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2020	» 245
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2020	» 246
TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2020	» 246
TAV. 3.28	Volumi annuali per ciascuno dei mercati del gas gestiti dal GME	» 253
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale	» 255
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 256
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato libero nel 2020 per tipologia	» 257
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2020	» 258
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2020	» 260
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	» 261
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2020	» 263
TAV. 3.36	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 264
TAV. 3.37	Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi	» 268
TAV. 3.38	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2020	» 269
TAV. 3.39	Tassi di <i>switching</i> per regione e per tipologia di clienti nel 2020	» 272
TAV. 3.40	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2020	» 273
TAV. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	» 275

TAV. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 276
TAV. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2020	» 277
TAV. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2020	» 278
TAV. 3.45	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2021	» 280
TAV. 3.46	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2021	» 282
TAV. 3.47	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2020-31 marzo 2021	» 283
TAV. 3.48	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2020-31 marzo 2021	» 283
TAV. 3.49	Articolazione della quota fissa r1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2021	» 285
TAV. 3.50	Articolazione della quota variabile r3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2021	» 285
TAV. 3.51	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	» 287
TAV. 3.52	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2020	» 287
TAV. 3.53	Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato nel 2020	» 288
TAV. 3.54	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	» 289
TAV. 3.55	Imposte sul gas a gennaio 2021	» 294
TAV. 3.56	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2020	» 297
TAV. 3.57	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2020	» 297
TAV. 3.58	Protezione catodica delle reti nel 2020	» 298
TAV. 3.59	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2020	» 298
TAV. 3.60	Impianti di odorizzazione nel 2020	» 298
TAV. 3.61	Emergenze di servizio nel 2020	» 298
TAV. 3.62	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio nel 2020	» 299
TAV. 3.63	Dispersioni localizzate nel 2020	» 299
TAV. 3.64	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2020	» 299
TAV. 3.65	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2020	» 300
TAV. 3.66	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2020	» 300
TAV. 3.67	Casi di mancato rispetto nel 2020 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 300
TAV. 3.68	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2020	» 301
TAV. 3.69	Malfunzionamento degli applicativi informatici nel 2020	» 301
TAV. 3.70	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	» 304
TAV. 3.71	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	» 304
TAV. 3.72	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2020	» 307
TAV. 3.73	Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2017-2020 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2018-2020 (rete in alta/media pressione)	» 308
TAV. 3.74	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2020	» 309
TAV. 3.75	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2020	» 310
TAV. 3.76	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2020	» 311
TAV. 3.77	Ubicazione al 31 dicembre 2020 dei punti attivi dotati di strumenti per la misurazione e la registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione	» 312
TAV. 3.78	Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2020	» 312
TAV. 3.79	Accertamenti effettuati nel 2020 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 313
TAV. 3.80	Accertamenti effettuati nel 2020 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 314

TAV. 3.81	Verifiche eseguite nel 2020 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati con accertamento positivo nel 2019	pag. 314
TAV. 3.82	Accertamenti nel 2020 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice	» 314
TAV. 3.83	Accertamenti nel 2020 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice	» 315
TAV. 3.84	Accertamenti effettuati nel 2020 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 315
TAV. 3.85	Accertamenti effettuati nel 2020 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 315
TAV. 3.86	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	» 316
TAV. 3.87	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 318
TAV. 3.88	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 2020	» 320
TAV. 3.89	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2020	» 321
TAV. 3.90	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 321
TAV. 3.91	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	» 322
TAV. 3.92	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 322
TAV. 3.93	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 322
TAV. 3.94	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2020 nel settore del gas naturale	» 323
TAV. 3.95	Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2020	» 323
TAV. 3.96	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relativi a clienti <i>dual fuel</i>	» 325
TAV. 3.97	Numero di indennizzi da erogare a clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici nel 2020	» 325
TAV. 3.98	Indennizzi automatici erogati a clienti <i>dual fuel</i> nel 2020	» 325
TAV. 4.1	Produzione di energia termica nel 2019	» 329
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 330
TAV. 4.3	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2019	» 330
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 331
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2019	» 332
TAV. 5.1	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 400
TAV. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo regolatorio 2020-2023	» 401
TAV. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)	» 403
TAV. 5.4	Matrice dei <i>cluster</i> per la definizione dei γ^{OP}	» 408
TAV. 5.5	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP}	» 409
TAV. 5.6	Effetti tariffari di alcune delle misure adottate con delibera 235/2020/R/idr	» 410
TAV. 5.7	$Opex_{GT}$ per l'anno 2020	» 411
TAV. 5.8	Op_{social} in tariffa per l'anno 2020	» 411
TAV. 5.9	Op_{mis} in tariffa per l'anno 2020	» 412

TAV. 5.10	Costi e ricavi delle "Attività b ₂ " valorizzati in tariffa 2020	pag. 413
TAV. 5.11	Ripartizione del $\Delta_{\text{risparmio}}$ per area geografica	» 414
TAV. 5.12	Campione di riferimento	» 417
TAV. 5.13	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: scaglioni di consumo (valori medi)	» 418
TAV. 5.14	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie	» 418
TAV. 5.15	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie	» 419
TAV. 5.16	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente	» 419
TAV. 5.17	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2020	» 420
TAV. 5.18	Componenti della spesa media nel 2020	» 421
TAV. 5.19	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2019-2020	» 425
TAV. 5.20	Indennizzi automatici per tipologia di utenza nel 2020	» 428
TAV. 5.21	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 429
TAV. 5.22	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 433
TAV. 5.23	Gestioni del <i>panel</i> con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2020	» 434
TAV. 5.24	Opex _{QC} per il quadriennio 2020-2023	» 442
TAV. 6.1	Matrice di schemi per la determinazione dei coefficienti PG e QL	» 453
TAV. 6.2	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità relativamente all'anno 2020	» 456
TAV. 6.3	Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica	» 457
TAV. 6.4	Sintesi delle predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità	» 458
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 458
TAV. 6.6	Distribuzione della popolazione e degli ambiti tariffari per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 459
TAV. 6.7	Richieste di attivazione dei meccanismi di garanzia	» 461
TAV. 6.8	Dettaglio delle diffide e delle intimazioni ad adempiere	» 461
TAV. 6.9	Ripartizione delle gestioni del <i>panel</i> per classe dimensionale e per area geografica	» 464
TAV. 6.10	Disponibilità dei contenuti informativi minimi sui siti internet per area geografica	» 479
TAV. 6.11	Disponibilità di contenuti informativi minimi sui siti internet per classe dimensionale della gestione	» 479

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag. 26
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (<i>Middle East Basket</i>)	» 28
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	» 28
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	» 34
FIG. 1.5	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	» 34
FIG. 1.6	Prezzo alla frontiera per paese importatore	» 35
FIG. 1.7	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei e alle frontiere	» 35
FIG. 1.8	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	» 36
FIG. 1.9	Prezzi del GNL per aree	» 39
FIG. 1.10	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	» 42
FIG. 1.11	Prezzo dei permessi di emissione EUA	» 43
FIG. 1.12	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 48
FIG. 1.13	Variazione nel 2020 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno	» 49
FIG. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 52
FIG. 1.15	Variazione nel 2020 dei prezzi dell'energia elettrica al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh/anno	» 53
FIG. 1.16	Variazione nel 2020 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti domestici con consumi compresi tra 520 e 5.200 m ³ /anno	» 56
FIG. 1.17	Prezzi del gas naturale per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 56
FIG. 1.18	Prezzi del gas naturale per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei	» 58
FIG. 1.19	Variazione nel 2020 dei prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per clienti industriali con consumi compresi tra 2,6 e 26 M(m ³)/anno	» 59
FIG. 1.20	Intensità energetica del PIL dal 1995	» 65
FIG. 1.21	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	» 66
FIG. 1.22	Prelievi di acqua per uso potabile in Europa nel 2017	» 68
FIG. 1.23	Raccolta e trattamento delle acque reflue urbane in Europa nel 2017	» 69
FIG. 1.24	Costi annui di investimento <i>pro capite</i> attesi per l'installazione e il rinnovo di impianti di raccolta e trattamento delle acque reflue	» 70
FIG. 1.25	Produzione media <i>pro capite</i> nel 2019 di rifiuti urbani e assimilati	» 73
FIG. 1.26	Rifiuti urbani destinati a riciclo, discarica, incenerimento, compostaggio e altro nel 2019	» 74
FIG. 1.27	Percentuale di rifiuti urbani trattati per destinazione nel 2019	» 75
FIG. 1.28	Percentuale di rifiuti urbani smaltiti in discarica nel 2019 e obiettivo comunitario obbligatorio al 2035	» 76
FIG. 1.29	Percentuale di rifiuti urbani riciclati nel 2019 e obiettivi comunitari al 2025 e al 2030	» 76
FIG. 1.30	Indice di circolarità nel 2010 e nel 2019	» 77
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 87
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2020	» 88
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	» 94

FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 94
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 95
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2015	» 96
FIG. 2.7	Andamento mensile del PUN e dei volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia	» 117
FIG. 2.8	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2020	» 118
FIG. 2.9	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2020	» 119
FIG. 2.10	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2020	» 119
FIG. 2.11	Prezzi medi nel 2020 per mese di scadenza del prodotto <i>baseload</i> di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	» 120
FIG. 2.12	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 124
FIG. 2.13	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 126
FIG. 2.14	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2020	» 127
FIG. 2.15	Famiglie servite nel mercato libero per regione: quota di clienti domestici serviti nel mercato libero sul totale dei clienti domestici	» 128
FIG. 2.16	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 131
FIG. 2.17	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 134
FIG. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2020	» 139
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2020	» 141
FIG. 2.20	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	» 143
FIG. 2.21	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 145
FIG. 2.22	Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013	» 151
FIG. 2.23	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2020	» 153
FIG. 2.24	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 157
FIG. 2.25	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 163
FIG. 2.26	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 170
FIG. 2.27	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	» 170
FIG. 2.28	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 171
FIG. 2.29	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 172
FIG. 2.30	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 2021	» 172
FIG. 2.31	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione	» 179
FIG. 2.32	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione nel 2020	» 179
FIG. 2.33	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 180
FIG. 2.34	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 181
FIG. 2.35	Numero di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	» 181
FIG. 2.36	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 182
FIG. 2.37	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2020	» 185

FIG. 2.38	Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2020	pag. 187
FIG. 2.39	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2020	» 196
FIG. 2.40	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in BT nel 2020	» 196
FIG. 2.41	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in BT nel 2020	» 197
FIG. 2.42	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in MT nel 2020	» 197
FIG. 2.43	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2020	» 198
FIG. 2.44	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in BT nel 2020	» 198
FIG. 2.45	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in MT nel 2020	» 199
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 208
FIG. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	» 212
FIG. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2020	» 213
FIG. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	» 214
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 215
FIG. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2020 secondo la durata intera	» 217
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2020 secondo la durata residua	» 218
FIG. 3.8	Attività di trasporto dal 2009	» 221
FIG. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 225
FIG. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 238
FIG. 3.11	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	» 243
FIG. 3.12	Sottoscrittori del PSV dal 2008	» 248
FIG. 3.13	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 249
FIG. 3.14	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 250
FIG. 3.15	Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS	» 254
FIG. 3.16	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 265
FIG. 3.17	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 266
FIG. 3.18	Consumi medi regionali degli usi domestici e del settore commercio e servizi nel 2020	» 270
FIG. 3.19	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2020	» 271
FIG. 3.20	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 290
FIG. 3.21	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 290
FIG. 3.22	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei: variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2018-2020	» 291
FIG. 3.23	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	» 292
FIG. 3.24	Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2021	» 293
FIG. 3.25	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	» 296
FIG. 3.26	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2021	» 296
FIG. 3.27	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	» 302
FIG. 3.28	Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001	» 303
FIG. 3.29	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 305
FIG. 3.30	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 306

FIG. 3.31	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 306
FIG. 3.32	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 317
FIG. 3.33	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 (anno 2020)	» 318
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti	» 328
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2019	» 329
FIG. 4.3	Calore erogato all'utenza nel 2019, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 332
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2019 in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 333
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2019 dai 10 maggiori operatori, ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 333
FIG. 4.6	Operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2021)	» 334
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2019 e del numero di utenti serviti	» 334
FIG. 4.8	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2019	» 335
FIG. 4.9	<i>Boxplot</i> di distribuzione dei prezzi di fornitura (al netto dell'IVA) del calore da teleriscaldamento nel terzo trimestre 2020, per tipologia di utilizzo	» 337
FIG. 4.10	Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore nel 2019	» 339
FIG. 4.11	Disponibilità delle principali informazioni della rete in cartografia nel 2019	» 340
FIG. 4.12	Metodi di prevenzione, monitoraggio e ricerca delle dispersioni idriche nel 2019	» 341
FIG. 4.13	<i>Boxplot</i> di indicatori relativi alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2019	» 341
FIG. 4.14	<i>Boxplot</i> di indicatori relativi alla sicurezza delle reti (anno 2019)	» 342
FIG. 4.15	Numero di incidenti ed emergenze per numero di reti coinvolte nel 2019	» 343
FIG. 4.16	Monitoraggio della continuità del servizio sulle reti nel 2019	» 344
FIG. 4.17	Numero di interruzioni lunghe registrate nel 2019, distinte tra programmate e non programmate	» 344
FIG. 4.18	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2019	» 346
FIG. 4.19	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2019	» 346
FIG. 4.20	Mancato rispetto dei tempi massimi previsti dalla RQCT e cause per le prestazioni richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2019	» 347
FIG. 4.21	Mancato rispetto dei tempi massimi previsti dalla RQCT e cause per le prestazioni richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2019	» 348
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 354
FIG. 5.2	Servizio di acquedotto: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 354
FIG. 5.3	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 "Perdite idriche"	» 356
FIG. 5.4	Valori medi di M1a "Perdite idriche lineari" e M1b "Perdite idriche percentuali" per area geografica	» 356
FIG. 5.5	Volumi medi giornalieri <i>pro capite</i> prelevati e fatturati	» 357
FIG. 5.6	Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a "Perdite idriche lineari" per area geografica	» 358
FIG. 5.7	Quota di volumi misurati sui volumi totali per area geografica	» 359
FIG. 5.8	Efficacia dell'attività di raccolta dei dati di misura dal 2015 al 2019	» 360

FIG. 5.9	Efficacia dell'autolettura dei dati di misura dal 2015 al 2019	pag. 361
FIG. 5.10	Misuratori d'utenza per classi di età	» 362
FIG. 5.11	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto"	» 363
FIG. 5.12	Valori medi del macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica"	» 363
FIG. 5.13	Interruzioni programmate e non programmate	» 364
FIG. 5.14	Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici	» 365
FIG. 5.15	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"	» 366
FIG. 5.16	Valori medi degli indicatori M3a "Incidenza ordinanze di non potabilità" e M3b "Tasso campioni non conformi" per area geografica	» 367
FIG. 5.17	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001	» 368
FIG. 5.18	Quota di popolazione, per area geografica, servita da gestori che hanno applicato (anche solo su porzioni limitate degli acquedotti gestiti) il <i>Water Safety Plan</i>	» 368
FIG. 5.19	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	» 369
FIG. 5.20	Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate	» 370
FIG. 5.21	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte e per area geografica	» 371
FIG. 5.22	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 372
FIG. 5.23	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario"	» 373
FIG. 5.24	Valori medi degli indicatori M4a "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura" e M4b "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena per area geografica"	» 374
FIG. 5.25	Lunghezza della rete fognaria per tipologia (ripartizione per area geografica)	» 375
FIG. 5.26	Lunghezza della rete georeferenziate per area geografica	» 375
FIG. 5.27	Servizio di depurazione: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 377
FIG. 5.28	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica"	» 378
FIG. 5.29	Valori medi dell'indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" per area geografica	» 378
FIG. 5.30	Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 379
FIG. 5.31	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica	» 379
FIG. 5.32	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)	» 380
FIG. 5.33	Valori medi dell'indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata per area geografica"	» 381
FIG. 5.34	Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal decreto legislativo n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4	» 382
FIG. 5.35	Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione 2014/2059 e 2017/2181	» 383
FIG. 5.36	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	» 384
FIG. 5.37	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica	» 385
FIG. 5.38	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo, per area geografica	» 385
FIG. 5.39	Distribuzione degli investimenti programmati per gli anni 2020-2023	» 388
FIG. 5.40	Distribuzione annuale degli investimenti programmati nel terzo periodo regolatorio per macro-indicatore	» 388
FIG. 5.41	Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio	» 389

FIG. 5.42	Fabbisogno di investimenti espresso nei PdI e nei POS per tipologia di costo ambientale sotteso	pag. 391
FIG. 5.43	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2020-2023 per tipologia di opera e per singoli obiettivi di qualità tecnica	» 392
FIG. 5.44	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario nel periodo 2020-2023	» 393
FIG. 5.45	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica	» 395
FIG. 5.46	Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2020)	» 396
FIG. 5.47	Distribuzione del fabbisogno di investimenti nel servizio di acquedotto esplicitato dalle Regioni e dagli Enti di governo dell'ambito ai fini della definizione del secondo elenco del Piano nazionale	» 397
FIG. 5.48	Distribuzione del fabbisogno di investimenti esplicitato per la definizione del secondo elenco del Piano nazionale nell'orizzonte temporale 2021-2026	» 398
FIG. 5.49	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)	» 402
FIG. 5.50	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 402
FIG. 5.51	Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori (periodo regolatorio 2020-2023)	» 404
FIG. 5.52	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 404
FIG. 5.53	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2020	» 406
FIG. 5.54	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2020	» 407
FIG. 5.55	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2020	» 408
FIG. 5.56	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2020	» 414
FIG. 5.57	Investimenti <i>pro capite</i> (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023	» 415
FIG. 5.58	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023	» 415
FIG. 5.59	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023	» 416
FIG. 5.60	Variabilità della spesa media annua nel 2020	» 420
FIG. 5.61	Ripartizione del <i>panel</i> 2020 per area geografica	» 422
FIG. 5.62	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2020 per area geografica	» 423
FIG. 5.63	Rispetto degli standard specifici per area	» 424
FIG. 5.64	Totale indennizzato nel quinquennio 2016-2020	» 427
FIG. 5.65	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 430
FIG. 5.66	Rispetto degli standard generali per area	» 431
FIG. 5.67	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 432
FIG. 5.68	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 432
FIG. 5.69	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2020	» 436
FIG. 5.70	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2020	» 436
FIG. 5.71	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2020	» 437
FIG. 5.72	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2020	» 438
FIG. 5.73	Popolazione servita dal <i>panel</i> per l'analisi di trend dei valori dei macro-indicatori 2018-2020	» 439
FIG. 5.74	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2020)	» 440

FIG. 5.75	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2020)	pag. 440
FIG. 5.76	Opex _{QC} richiesti nel quadriennio 2020-2023 <i>pro capite</i> per area geografica	» 442
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica	» 447
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 447
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 448
FIG. 6.4	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 448
FIG. 6.5	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani (2018-2019)	» 449
FIG. 6.6	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2014-2019)	» 450
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per Regione (2018-2019)	» 450
FIG. 6.8	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2019	» 451
FIG. 6.9	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2019)	» 452
FIG. 6.10	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2019	» 452
FIG. 6.11	Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative all'anno 2020	» 455
FIG. 6.12	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 456
FIG. 6.13	Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica	» 457
FIG. 6.14	Copertura del <i>panel</i> vs popolazione nazionale e popolazione per area geografica	» 463
FIG. 6.15	Composizione della popolazione del <i>panel</i> per area geografica	» 463
FIG. 6.16	Composizione del <i>panel</i> per classe dimensionale della gestione	» 464
FIG. 6.17	Diffusione della Carta della qualità dei servizi e copertura del campione per area geografica	» 465
FIG. 6.18	Diffusione della Carta della qualità per classe dimensionale e copertura del campione rispetto alla popolazione nazionale	» 466
FIG. 6.19	Diffusione della procedura di gestione dei reclami e copertura del campione per area geografica	» 467
FIG. 6.20	Diffusione della procedura di gestione dei reclami per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale	» 467
FIG. 6.21	Diffusione del servizio telefonico e copertura del campione per area geografica	» 468
FIG. 6.22	Diffusione dello sportello fisico e copertura del campione per area geografica	» 469
FIG. 6.23	Diffusione dei punti di contatto per classe dimensionale delle gestioni	» 470
FIG. 6.24	Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per area geografica	» 470
FIG. 6.25	Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per classe dimensionale	» 471
FIG. 6.26	Modalità di pagamento garantite	» 472
FIG. 6.27	Diffusione degli indicatori e copertura della popolazione nazionale	» 473
FIG. 6.28	Diffusione per area geografica del <i>set</i> minimo di indicatori	» 474
FIG. 6.29	Diffusione per classe dimensionale del <i>set</i> minimo di indicatori	» 474
FIG. 6.30	Diffusione e copertura della popolazione nazionale per gli indennizzi relativi al <i>set</i> minimo di indicatori	» 475
FIG. 6.31	Diffusione del sito internet e copertura della popolazione per area geografica	» 476
FIG. 6.32	Diffusione dei siti internet e copertura rispetto alla popolazione nazionale per classe dimensionale della gestione	» 477
FIG. 6.33	Disponibilità sui siti internet dei contenuti informativi minimi	» 478

CAPITOLO

1

**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Il 2020 è stato l'anno della pandemia di Covid-19, un evento imprevedibile che ha causato la morte di oltre tre milioni di persone, dopo averne infettate oltre 150 milioni; questi dati sono di maggio 2021 e, purtroppo, sono destinati a peggiorare nel corso del 2021. Di fronte a un evento così drammatico, la contrazione del 3,3% dell'economia mondiale risulta relativamente contenuta. Tutta l'analisi di questo Capitolo è condizionata dal crollo della domanda di energia causata dalla pandemia e, allo stesso modo, guarda anche al futuro e ai tempi di ritorno a condizioni di normalità.

L'importanza della crescita economica è ben espressa dalle statistiche del Fondo monetario internazionale (FMI), che calcola per il 2020 un aumento globale, rispetto ai livelli pre-pandemici, di 95 milioni di persone sotto la soglia di povertà estrema, segnando l'inversione di una tendenza di continue riduzioni che durava da vent'anni.

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

AGGREGATO MONDIALE	2016	2017	2018	2019	2020	PREVISIONE APRILE 2021	
						2021	2022
Mondo	3,3	3,8	3,6	2,8	-3,3	6,0	4,4
Economie avanzate	1,8	2,5	2,3	1,6	-4,7	5,1	3,6
Stati Uniti	1,7	2,3	3,0	2,2	-3,5	6,4	3,5
Unione europea ^(A)	2,1	3,0	2,3	1,7	-6,1	4,4	3,9
Area euro	1,9	2,6	1,9	1,3	-6,6	4,4	3,8
Giappone	0,8	1,7	0,6	0,3	-4,8	3,3	2,5
Federazione Russa	0,2	1,8	2,8	2,0	-3,1	3,8	3,8
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,8	6,6	6,4	5,3	-1,0	8,6	6,0
Cina	6,9	6,9	6,7	5,8	2,3	8,4	5,6
India	8,3	6,8	6,5	4,0	-8,0	12,5	6,9
ASEAN-5	5,1	5,5	5,3	4,8	-3,4	4,9	6,1
America Latina e Caraibi	-0,6	1,3	1,2	0,2	-7,0	4,6	3,1
Medio Oriente e Asia Centrale	4,7	2,5	2,0	1,4	-2,9	3,7	3,8
Africa Sub-sahariana	1,5	3,1	3,2	3,2	-1,9	3,4	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.

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2021.

Area euro, America Latina e India sono le zone che hanno risentito maggiormente della crisi, con riduzioni del PIL rispettivamente del 6,6%, 7% e 8%. Meno intensa la recessione del Giappone, pari a -4,8%. Stati Uniti, Federazione Russa, gruppi ASEAN-5 e Medio Oriente-Asia Centrale hanno registrato cali sostanzialmente in linea con quella

mondiale, con variazioni negative da -3,5% a -2,9%. Discesa contenuta a -1,9% del PIL dell'Africa Sub-sahariana, mentre la Cina, dove la pandemia è cominciata, ha registrato a livello annuale addirittura un incremento del 2,3%.

Questi andamenti si sono riflessi sul commercio mondiale: nel complesso del 2020 la contrazione del commercio mondiale è quantificata dal Fondo monetario internazionale in -8,5%. Nei primi due trimestri dell'anno vi è stato un marcato calo, cui è seguito nel terzo trimestre un robusto recupero degli scambi, per poi registrare nel quarto trimestre una variazione ancora positiva, ma più modesta.

Sempre secondo il FMI, nel 2021 il tasso di crescita mondiale dovrebbe risalire al 6%: da un minimo del 3,3% del Giappone a un massimo del 12,5% dell'India. L'effettivo tasso di recupero globale, come quello delle singole aree, appare determinato anzitutto dal ritmo delle vaccinazioni, che al momento non stanno procedendo in maniera omogenea.

Nel futuro immediato si dovranno assicurare non solo un'adeguata produzione mondiale di vaccini, in parallelo al realizzo di sistemi di distribuzione altrettanto adeguati, ma anche prezzi delle dosi affrontabili soprattutto dai paesi più poveri.

Le numerose questioni ancora aperte (velocità delle somministrazioni dei vaccini, loro efficacia e durata effettiva, rischio di nuove varianti del virus, possibilità di nuove ondate, eventuali problemi sociali in alcune aree ecc.) consigliano, in ogni caso, di considerare le previsioni economiche ancora piuttosto incerte, almeno quelle relative al 2022 e oltre.

Mercato internazionale del petrolio

Il 20 aprile 2020, sulla borsa Nymex, il prezzo del petrolio *West Texas Intermediate* (WTI), la qualità di riferimento americana, è sceso a valori negativi di meno 37,6 \$/bbl. Il paradosso di un prezzo negativo per la *commodity* più importante del mondo è durato solo un giorno ed è stato causato anche da problemi tecnici della Borsa; tuttavia, è anche significativo della caduta drammatica della domanda e del disorientamento degli operatori di fronte agli effetti della pandemia sui consumi. Nei mesi successivi il mercato si è ripreso, ma solo in parte, con alcuni prodotti, in particolare il cherosene per aerei, con consumi fortemente ridotti anche nel 2021.

In generale, le pesanti condizioni economiche mondiali hanno avuto conseguenze fortemente ribassiste sui prezzi del petrolio, nonostante l'inconsueta disciplina produttiva dei membri OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) e dei produttori non OPEC, associati assieme nell'OPEC+¹.

Nel 2020 il prezzo medio del greggio Brent, riferimento per l'Europa, è sceso di oltre il 35% rispetto all'anno precedente, a 41,7 \$/bbl, il minimo medio annuale dal 2016 (43,7 \$/bbl).

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

Domanda e offerta

I fondamentali del mercato petrolifero mondiale sono stati fortemente influenzati, nel 2020, dagli effetti della pandemia sull'intera economia mondiale e lo saranno ancora per gran parte del 2021. I settori che hanno maggiormente risentito della contrazione dei loro consumi petroliferi sono stati anzitutto quelli dei trasporti e del turismo. Nei trasporti, è il comparto aereo ad aver registrato la contrazione maggiore di domanda, mentre il calo in quello stradale è stato contenuto dal maggiore ricorso ai mezzi individuali, in luogo di quelli pubblici. La domanda globale di petrolio ha subito una contrazione dell'8,7% rispetto al 2019, scendendo a 91 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). Nel 2019 la domanda aveva toccato i 100 milioni di barili/giorno ed era attesa sostanzialmente stabile per l'anno successivo. Il decremento del 2020 dovrebbe essere recuperato solo in parte nel 2021, a 96,7 milioni di barili/giorno.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2016 al 2020 e previsione per il 2021 (in milioni di barili/giorno)

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	PREVISIONE 2021
Paesi OCSE	47,1	47,7	48,0	47,7	42,1	44,8
America ^(A)	24,9	25,1	25,7	25,7	22,6	24,4
Europa ^(B)	14,1	14,4	14,3	14,3	12,5	13,1
Asia-Oceania ^(C)	8,1	8,1	8,0	7,8	7,1	7,3
Paesi non OCSE	49,1	50,4	51,2	52,0	48,9	51,9
Russia e altri paesi CSI	4,5	4,7	4,7	4,8	4,6	4,7
Europa	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8
Cina	12,0	12,5	13,0	13,7	13,9	14,9
Altri Asia	13,1	13,7	14,0	14,0	12,6	13,6
America Latina	6,4	6,4	6,2	6,2	5,6	5,9
Medio Oriente	8,3	8,3	8,3	8,3	7,7	7,8
Africa	4,1	4,2	4,2	4,3	3,9	4,0
TOTALE MONDO	96,1	98,1	99,2	99,7	91,0	96,7

(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: AIE², *Oil Market Report*, aprile 2021.

I paesi più avanzati hanno registrato un calo quasi doppio della domanda, rispetto a quelli non OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico) (-11,7% e -6% rispettivamente), a causa delle più intense misure restrittive adottate dai governi.

Appare degna di nota la circostanza che la Cina, il paese da dove è partito il Covid-19, abbia addirittura registrato un aumento dei consumi petroliferi, seppur di lieve entità: da 13,7 mln bbl/g nel 2019 a 13,9 mln bbl/g nel 2020.

² Agenzia internazionale per l'energia (o *International Energy Agency* – IEA).

TAV. 1.3 Produzione mondiale di petrolio dal 2016 al 2020 e previsione per il 2021 (in milioni di barili/giorno)

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	PREVISIONE 2021
Paesi OCSE	23,5	24,4	26,9	28,5	27,9	28,2
Americhe	19,6	20,5	23,0	24,7	23,8	24,1
Europa	3,5	3,5	3,5	3,3	3,6	3,6
Asia-Oceania	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Paesi non OCSE	31,7	31,5	31,7	32,0	30,5	30,6
Russia e altri paesi CSI	14,2	14,3	14,6	14,6	13,5	13,6
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,0	3,9	3,8	3,9	4,0	4,0
Resto Asia	3,7	3,6	3,4	3,3	3,0	3,0
America Latina	5,1	5,1	5,1	5,3	5,3	5,5
Medio Oriente	3,2	3,1	3,2	3,2	3,1	3,2
Africa	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3
Altro non OPEC						
Guadagni di raffinazione	2,3	2,3	2,3	2,4	2,1	2,2
Biocarburanti ^(A)	2,4	2,5	2,6	2,8	2,6	2,8
TOTALE NON OPEC	59,9	60,7	63,6	65,6	63,0	63,8
TOTALE OPEC^(B)	37,1	36,9	36,9	34,9	30,9	30,8^(D)
Greggio	31,8	31,5	31,4	29,5	25,7	25,6^(D)
Gas liquidi	5,3	5,4	5,5	5,4	5,2	5,2
TOTALE MONDO	97,0	97,6	100,4	100,6	93,9	94,6^(D)
Variazione scorte^(C)	0,8	-0,5	1,2	0,5	2,8	-2,1^(D)

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

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC.

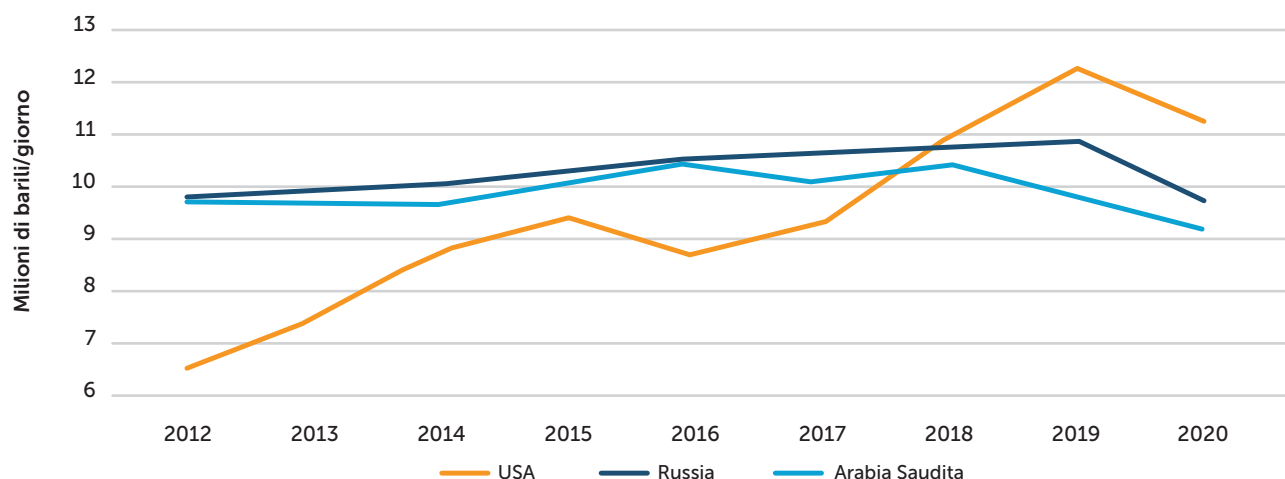
(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

(D) Previsioni NE Nomisma Energia.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2021.

L'offerta di greggio ha ovviamente seguito al ribasso la domanda, con un calo del 6,7% a 93,9 mln bbl/g. I tagli alla produzione sono stati assai più consistenti da parte dei paesi OPEC che, nella loro disciplinata politica di sostegno ai prezzi (assieme ad alcuni produttori esterni all'organizzazione, coordinati nell'OPEC+), hanno ridotto l'*output* dell'11,5% a 30,9 mln bbl/g, livello che dovrebbe essere sostanzialmente mantenuto anche nel 2021.

La produzione non OPEC, in gran parte estranea all'intesa OPEC+, ha avuto un calo minore, ossia del 3,9% a 63 mln bbl/g. L'*output* USA ha invertito nel 2020 il *trend* di crescita sostenuta degli anni precedenti, per effetto del calo dei prezzi petroliferi che ha spinto fuori mercato diversi produttori marginali di *shale oil*. La produzione nazionale è, infatti, scesa del 3,6%, fino a 16,6 mln bbl/g. Nel 2021 la produzione degli Stati Uniti dovrebbe scendere ulteriormente di circa 300 mila bbl/g.

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE.

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

PAESI	2019					2020				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	10,06	9,76	9,49	9,91	9,80	9,77	9,31	8,78	8,99	9,21
Iran	2,73	2,41	2,19	2,11	2,36	2,02	1,95	1,96	2,04	1,99
Iraq	4,70	4,73	4,79	4,63	4,71	4,57	4,13	3,69	3,81	4,05
Emirati Arabi Uniti	3,06	3,07	3,17	3,34	3,18	3,25	2,87	2,84	2,51	2,86
Kuwait	2,71	2,69	2,65	2,68	2,68	2,73	2,42	2,25	2,30	2,42
Angola	1,43	1,43	1,35	1,35	1,39	1,39	1,26	1,24	1,18	1,27
Nigeria	1,69	1,72	1,81	1,70	1,73	1,73	1,57	1,37	1,31	1,49
Libia	0,96	1,15	1,09	1,15	1,09	0,33	0,08	0,11	0,89	0,35
Algeria	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	0,87	0,84	0,86	0,90
Congo	0,34	0,35	0,34	0,31	0,33	0,30	0,31	0,30	0,28	0,30
Gabon	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21	0,19	0,21	0,19	0,20	0,20
Guinea Equatoriale	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11
Ecuador ^(A)	0,53	0,53	0,55	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	1,11	0,86	0,75	0,78	0,87	0,77	0,52	0,40	0,42	0,53
TOTALE	30,65	30,05	29,51	29,31	29,49	28,19	25,61	24,10	24,9	25,69

(A) Paesi entranti o uscenti nell'OPEC nel periodo considerato.

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

Sul fronte dell'offerta (Tav. 1.3), si registra la circostanza per cui, proprio nell'anno della pandemia, la produzione petrolifera dell'Europa, fortemente impegnata nella "Transizione energetica", ha registrato un notevole incremento (+9%), toccando i 3,6 mln bbl/g, grazie all'avvio di nuovi campi nel Mare del Nord in Norvegia. Questo

mentre tutti gli altri produttori diminuivano sensibilmente l'estrazione, per accordi di cartello o costretti dalle leggi di mercato.

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

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
Arabia Saudita	12,20	12,04	12,00	12,00	1,72	1,40	2,10	2,79
Iran	3,75	3,85	3,80	3,70	0,03	-	-	-
Iraq	4,66	4,84	4,90	4,95	0,02	0,14	0,25	0,85
Emirati Arabi Uniti	3,14	3,35	3,40	3,45	0,01	0,09	0,31	0,59
Kuwait	2,93	2,92	2,86	2,86	0,12	0,12	0,17	0,44
Qatar	0,67	0,62	-	-	0,04	0,02	-	-
Angola	1,78	1,58	1,45	1,45	0,13	0,10	0,17	0,18
Nigeria	1,70	1,72	1,80	1,80	0,31	0,06	0,03	0,31
Libia	0,65	1,07	1,17	1,25	0,03	0,08	0,01	0,90
Algeria	1,13	1,07	1,05	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15
Congo	-	0,34	0,35	0,35	-	0,00	0,00	0,05
Gabon	0,23	0,19	0,22	0,22	0,00	0,01	0,03	0,02
Guinea Equatoriale	-	0,13	0,12	0,12	-	0,01	0,00	0,01
Ecuador	0,56	0,54	0,55	-	0,02	0,03	0,03	-
Venezuela	2,20	1,25	0,78	0,70	0,08	0,00	0,00	0,19
TOTALE	35,11	35,60	34,45	33,90	3,13	2,51	3,12	6,48

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, 2021.

Prezzi dei greggi

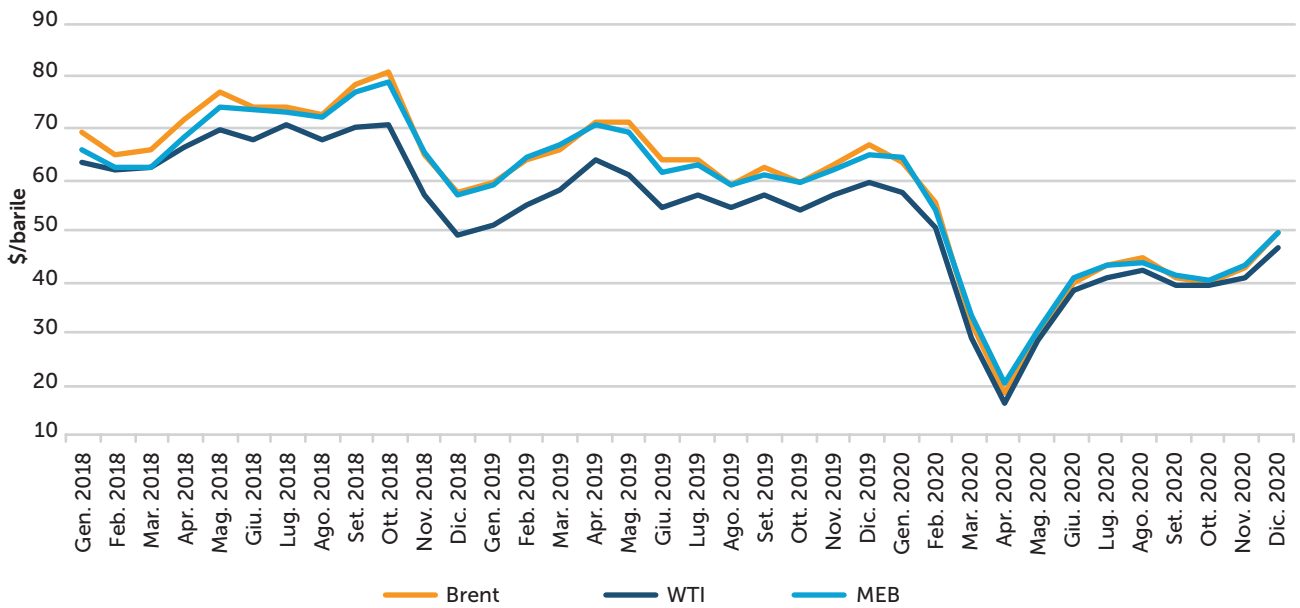
Nel 2020 il prezzo medio annuale del Brent è crollato di oltre il 35%, rispetto al 2019, a 41,7 \$/bbl. Il minimo annuale del greggio europeo di riferimento è stato toccato il 21 aprile, con la quotazione di 13,2 \$/bbl (Fig. 1.2). Il ribasso storico è stato causato dall'evento del giorno precedente, quando il WTI USA con consegna a maggio è sceso, per questioni tecniche³, in territorio negativo a -37,6 \$/bbl.

Dopo le prime serrate dovute al Covid-19, a marzo 2020 pressioni al ribasso sono giunte da un iniziale scontro, con minacciata guerra di prezzi, fra Arabia Saudita e Federazione Russa circa le politiche da adottare di fronte alla caduta della domanda. Questa stava scendendo troppo velocemente (-30 mln bbl/g in aprile, un terzo del totale mondiale), a fronte dell'impossibilità della produzione di adeguarsi con altrettanta rapidità, per ragioni tecniche, perché i pozzi non si possono chiudere per pericolo di un loro danneggiamento. Si stava delineando un eccesso di offerta che avrebbe potuto superare anche la capacità totale di stoccaggio. I mercati hanno, razionalmente,

³ Mancanza di spazio di stoccaggio per l'eccesso di offerta ed evitare l'obbligo, da parte dei compratori finanziari, di ricevere effettivamente i barili acquistati.

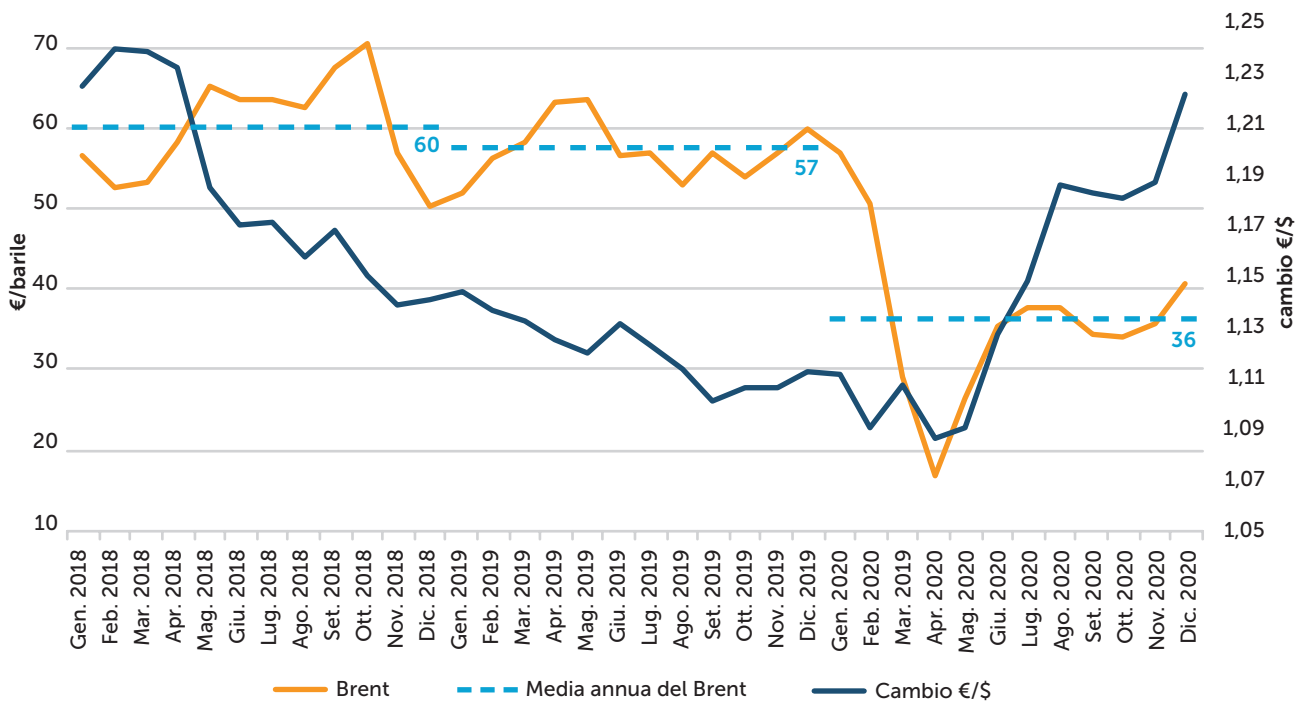
reagito con il crollo dei prezzi. A quel punto le diatribe fra Arabia Saudita e Federazione Russa sono prontamente rientrate e a metà aprile 2020 le parti hanno concordato un consistente taglio produttivo di quasi 10 mln bbl/g, non sufficiente, tuttavia, per evitare il continuo calo dei prezzi. Successivamente, la disciplina dei produttori OPEC e non OPEC nei tagli produttivi e gli effetti limitanti delle basse quotazioni sulla produzione USA hanno gradualmente risollevato il mercato fino alla soglia dei 50 \$/bbl a fine 2020.

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



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio



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

Si può affermare che, nel 2020, i mercati petroliferi, sia fisici sia finanziari, hanno dato prova di elevata razionalità di fronte a eventi di eccezionale gravità. La produzione si è adattata al crollo della domanda, così come i fondamentali hanno sempre guidato le posizioni dei *trader* finanziari, nonostante le varie ondate della pandemia e l'annuncio della scoperta dei vaccini. Le prime non hanno scatenato isterie al ribasso, semmai cali giustificati dai fondamentali di domanda, offerta e scorte; i secondi non hanno innescato rialzi esponenziali dei prezzi, ma una ripresa graduale.

Nel 2020 il dollaro USA si è svalutato leggermente rispetto all'euro: dell'1,8% a 1,14 \$ per 1 € (Fig. 1.3). Il costo in euro del greggio importato si è quindi avvantaggiato leggermente della rivalutazione della divisa europea, oltre al deprezzamento del greggio quotato in dollari. I due effetti congiunti hanno deprezzato il barile valutato in euro del 37% a 36 €/bbl.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Il 2020, con il drammatico calo delle attività economiche a livello globale causato dalle misure restrittive per contenere la pandemia di Covid-19 e con le miti temperature invernali di Europa e USA, ha visto una riduzione senza precedenti dei consumi mondiali di gas naturale di 100 G(m³), pari a circa il 2,5% in meno rispetto al 2019. In particolare, l'uso del gas nella generazione elettrica è diminuito del 2%, in linea con i consumi di elettricità, a fronte di una riduzione generalizzata del carbone, grazie anche a un calo del prezzo relativo gas/carbone nella parte centrale dell'anno e, in Europa, agli alti prezzi dei permessi di emissione della CO₂.

L'Unione europea (UE 27) ha registrato una contrazione del 3,1% dei consumi, passando da 389 a 377 G(m³). La domanda in Russia ha, invece, subito un calo di -17 G(m³) rispetto al 2019, mentre la domanda in Cina è cresciuta del 5% per effetto delle nuove metanizzazioni di centri abitati e dei maggiori impieghi nella termoelettrica e nell'industria pesante.

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

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020
Paesi OCSE	1.649	1.670	1.757	1.827	1.790
Paesi ex URSS	562	581	613	630	614
Altri paesi	1.348	1.408	1.482	1.472	1.445
TOTALE MONDO	3.559	3.659	3.852	3.929	3.849
<i>di cui Unione europea (EU 28)</i>	<i>449</i>	<i>464</i>	<i>457</i>	<i>469</i>	<i>450</i>
<i>di cui Unione europea (EU 27)</i>	<i>368</i>	<i>385</i>	<i>378</i>	<i>389</i>	<i>377</i>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE e BP.

Tra i maggiori paesi europei, il Regno Unito ha fatto segnare una contrazione dei consumi di 6,3 G(m³), la Spagna di 3,7 G(m³), l'Italia di 3,4 G(m³), la Francia di 3,1 G(m³) e la Germania di 2,5 G(m³).

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

AREA DI CONSUMO	2016	2017	2018	2019	2020
OCSE Americhe					
Produzione interna	973	996	1.089	1.185	1.170
Saldo import/export	-15	-42	-59	-90	-111
Disponibilità	958	954	1.030	1.096	1.059
Variazione scorte	-10	-8	-10	-12	-8
Consumo apparente	968	962	1.040	1.108	1.067
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	112	132	149	170	170
Saldo import/export	113	101	90	71	66
Disponibilità	225	233	239	241	236
Variazione scorte	-2	-1	-2	1	1
Consumo apparente	227	232	237	240	236
OCSE Europa					
Produzione interna	243	244	235	219	201
Saldo import/export	249	281	285	327	291
Disponibilità	492	525	520	545	492
Variazione scorte	-12	-2	11	-20	13
Consumo apparente	504	527	509	565	479
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.328	1.360	1.474	1.574	1.541
Saldo import/export	347	340	316	308	246
Disponibilità	1.675	1.700	1.790	1.882	1.788
Variazione scorte	-24	-9	3	-31	6
Consumo apparente	1.699	1.709	1.787	1.913	1.782

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, varie edizioni.

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

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	DIFFERENZA 2020-2019
Austria	8,7	9,5	9,0	9,3	8,8	-0,4
Belgio	17,0	17,3	17,7	18,2	18,3	0,1
Bulgaria	3,1	3,2	3,1	3,0	3,1	0,1
Cechia	8,5	8,7	8,3	8,7	8,8	0,1
Croazia	2,7	3,1	2,8	3,1	3,4	0,3
Danimarca	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	-0,1
Estonia	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	-0,0
Finlandia	2,5	2,3	2,6	2,6	2,4	-0,1
Francia	43,2	42,9	40,9	41,6	38,6	-3,1
Germania	89,1	92,5	85,3	91,8	89,3	-2,5
Grecia	4,1	4,9	4,9	5,2	5,8	0,6
Irlanda	5,1	5,2	5,4	5,4	5,5	0,1
Italia	70,9	75,2	72,7	74,3	70,9	-3,4
Lettonia	1,4	1,3	1,4	1,4	1,1	-0,3
Lituania	2,2	2,3	2,3	2,2	2,4	0,2
Lussemburgo	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	-0,1
Paesi Bassi	42,0	46,4	43,0	44,9	44,1	-0,8
Polonia	19,1	20,4	20,8	21,3	22,0	0,7
Portogallo	5,2	6,2	5,8	6,0	6,0	-0,0
Regno Unito ^(A)	81,5	79,6	80,9	79,3	73,1	-6,3
Romania	11,4	12,3	12,0	11,0	11,6	0,6
Slovacchia	5,0	4,7	4,6	4,7	4,9	0,2
Slovenia	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,0
Spagna	28,8	31,0	31,0	35,4	31,7	-3,7
Svezia	0,9	0,8	0,8	1,1	1,1	0,0
Ungheria	9,7	10,4	10,1	10,2	10,6	0,4
UNIONE EUROPEA	467,5	485,6	470,6	485,7	468,3	-17,4

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

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

Offerta di gas naturale

Nel 2020, la produzione OCSE di gas naturale ha subito una contrazione di 32 G(m³) rispetto all'anno precedente, portandosi a 1.541 G(m³). Solo la produzione nell'area Asia-Oceania ha fatto registrare un lieve incremento dello 0,4%, a fronte di un calo dell'8,2% dell'Europa e dell'1,3% delle Americhe. In particolare, pesano nel calo europeo di 18 G(m³) la drammatica contrazione della produzione olandese (-28%), dovuta al ridotto sfruttamento del giacimento gigante di Groningen, e quella sia pure ben più contenuta (-2,4%) della produzione britannica. L'Unione

europea (UE 27) ha ridotto dal 15,1% (all'11,8%) la copertura dei consumi con la produzione interna (si veda ancora la tavola 1.7).

Le esportazioni totali OCSE di gas naturale sono aumentate di soli 6 G(m³) nel 2020 rispetto al 2019, risultato di un incremento di 12 G(m³) degli USA e di 2 G(m³) dell'Oceania e di una riduzione di 8 G(m³) dell'Europa. Il GNL ha pesato per il 24% sulle esportazioni totali: 182 G(m³) su 765 G(m³).

Sul fronte delle importazioni dei paesi OCSE, il totale dei volumi ammonta a 1.011 G(m³), con un calo di 56 G(m³) rispetto all'anno precedente (-5%); meno pronunciato il calo dell'import intra-OCSE (-2%). L'import nei paesi OCSE di Asia e Oceania è diminuito dell'1,9%, mentre quello dei paesi OCSE delle Americhe del 7,7% e quello dell'Europa OCSE del 5,6% (-5,9% nella UE 27).

TAV. 1.9 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2016	2017	2018	2019	2020
America del Nord	122,7	126,8	116,4	113,9	104,5
Asia ^(A)	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Europa	0,4	0,0	0,3	0,0	0,1
Altre aree	9,3	6,3	5,7	4,8	5,0
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	133,5	133,1	122,5	118,7	109,5
Oceania	38,6	46,0	51,6	53,4	52,1
Asia ^(A)	88,2	79,5	74,8	65,7	62,6
Europa e Russia	14,0	13,2	12,6	12,4	11,7
Altre aree	30,7	37,1	42,9	40,2	42,0
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	171,5	175,9	181,9	171,7	168,3
Europa	354,8	377,8	376,7	368,2	351,9
Russia	59,4	69,0	76,9	83,3	93,7
Asia ^(A)	32,4	23,6	24,3	36,8	29,7
Altre aree	245,2	268,8	272,2	288,0	257,8
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	691,7	739,2	750,1	776,2	733,0

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2021.

Le forniture via tubo all'Europa sono diminuite del 3%, molto meno di quelle di GNL (-13%), con i flussi via tubo dall'Algeria che hanno subito una maggiore contrazione rispetto a quelli da Russia e Norvegia (-7% contro -3%).

Fra i principali fornitori di GNL all'Europa OCSE, hanno fatto registrare il maggior calo nelle esportazioni al Continente il Qatar (-19%) e la Nigeria (-13%), parzialmente spiazzati dagli USA, che hanno incrementato del 40% le forniture di GNL all'Europa rispetto al 2019. Nella parte centrale dell'anno, i produttori hanno inoltre privilegiato le vendite ai paesi dell'Asia del Pacifico, a causa dell'alto premio nei prezzi rispetto all'Europa.

Il calo di 31 G(m³) delle importazioni nette dell'Unione europea (EU 27) è stato più che compensato dai volumi prelevati dagli stoccaggi, pari a 33 G(m³).

La riduzione dei consumi non ha indebolito il dinamismo sugli *hub*: il 2020 ha visto incrementare del 13% i volumi scambiati e del 40% quelli sul TTF (*Title Transfer Facility*), il principale *hub* del Continente. Sono cresciuti del 15% i volumi scambiati all'Henry Hub statunitense, con dimensione dieci volte maggiore del TTF, e del 40% quelli relativi ai derivati sul mercato Asia-Pacifico (ICE JKM).

Prezzo del gas

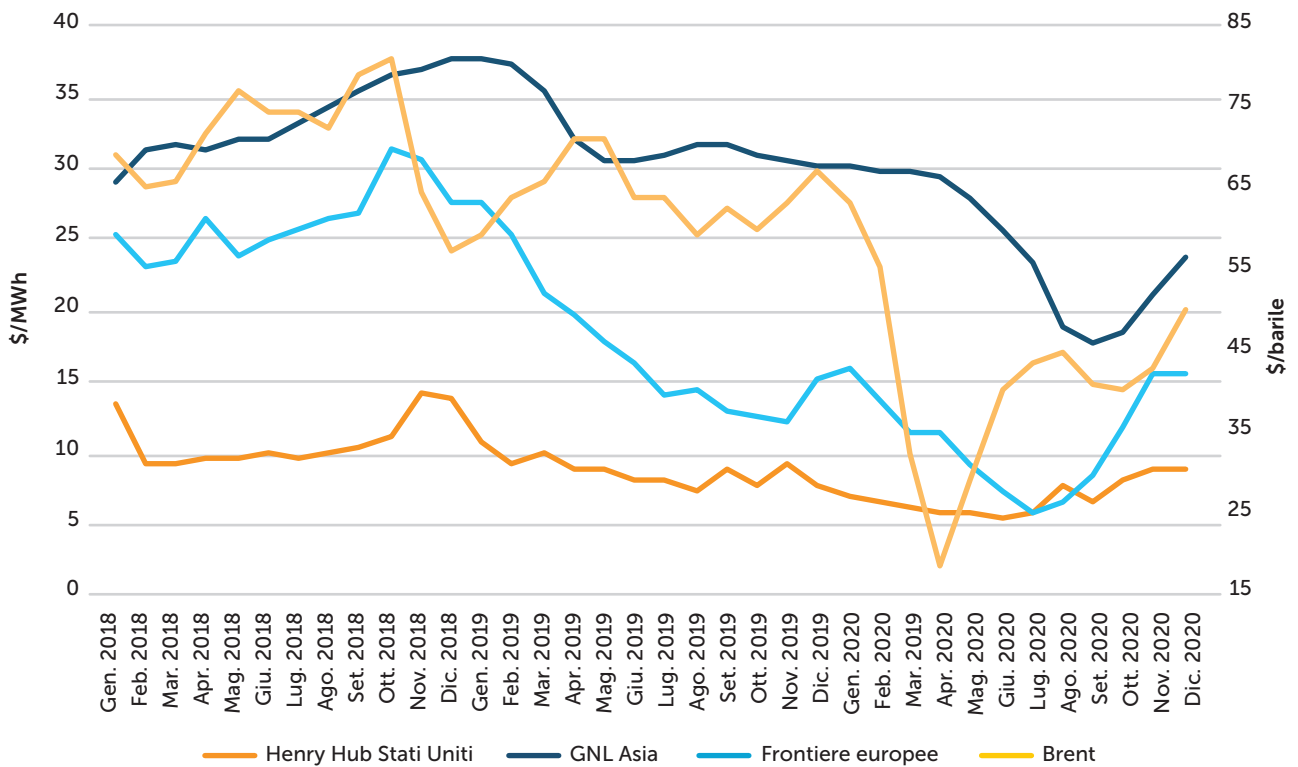
Nel 2020 i prezzi internazionali del gas hanno subito una forte riduzione per effetto congiunto della contrazione mondiale della domanda, della notevole riduzione dei prezzi petroliferi e dell'aumento della concorrenza, tanto tra fornitori di GNL, quanto, laddove strutturalmente possibile, tra fornitori di GNL e fornitori via *pipeline*. Nel 2020 il prezzo medio sul mercato asiatico è stato di 24,7 \$/MWh, in calo di 7,8 \$/MWh rispetto al 2019, mentre quello sul mercato europeo è stato di circa la metà, 11,2 \$/MWh, con una riduzione rispetto all'anno precedente di 6,3 \$/MWh. Il prezzo di riferimento del mercato del Nord America, quello espresso all'Henry Hub, si è collocato a 6,9 \$/MWh, perdendo 1,86 \$/MWh rispetto al 2019, con un differenziale rispetto al mercato europeo che ha compromesso la marginalità nelle forniture all'Europa dagli USA per gran parte dell'anno; d'altro canto, sono spesso stati dirottati i carichi *spot* di GNL dall'Europa all'Asia (Fig. 1.4).

Il mercato nel 2020 è stato contraddistinto da un'alta variazione di prezzi: le oscillazioni sul mercato europeo hanno avuto un'ampiezza di poco inferiore rispetto al prezzo medio (9,8 \$/MWh il differenziale tra prezzo massimo e minimo nell'anno), come pure quelle sul mercato asiatico (12,4 \$/MWh il differenziale massimo-minimo), caratterizzato da una maggiore correlazione con le quotazioni dei prodotti petroliferi. È stata maggiore la stabilità sul mercato nordamericano, con un differenziale massimo-minimo di 3,4 \$/MWh. Le diverse dinamiche tra i tre macro-mercati hanno portato a metà 2020 il prezzo europeo allo stesso livello di quello nordamericano e, nell'ultimo trimestre dell'anno, a un differenziale medio di soli 6,8 \$/MWh tra prezzi sul mercato asiatico e prezzi su quello europeo.

Nel 2020 è aumentata la correlazione tra prezzi al TTF e prezzi *spot* sul mercato asiatico, da 0,86 a 0,95 (dove il valore uguale a 1 indicherebbe un perfetto accoppiamento delle dinamiche). Viceversa, si è indebolita la correlazione tra prezzi del gas TTF e prezzi petroliferi.

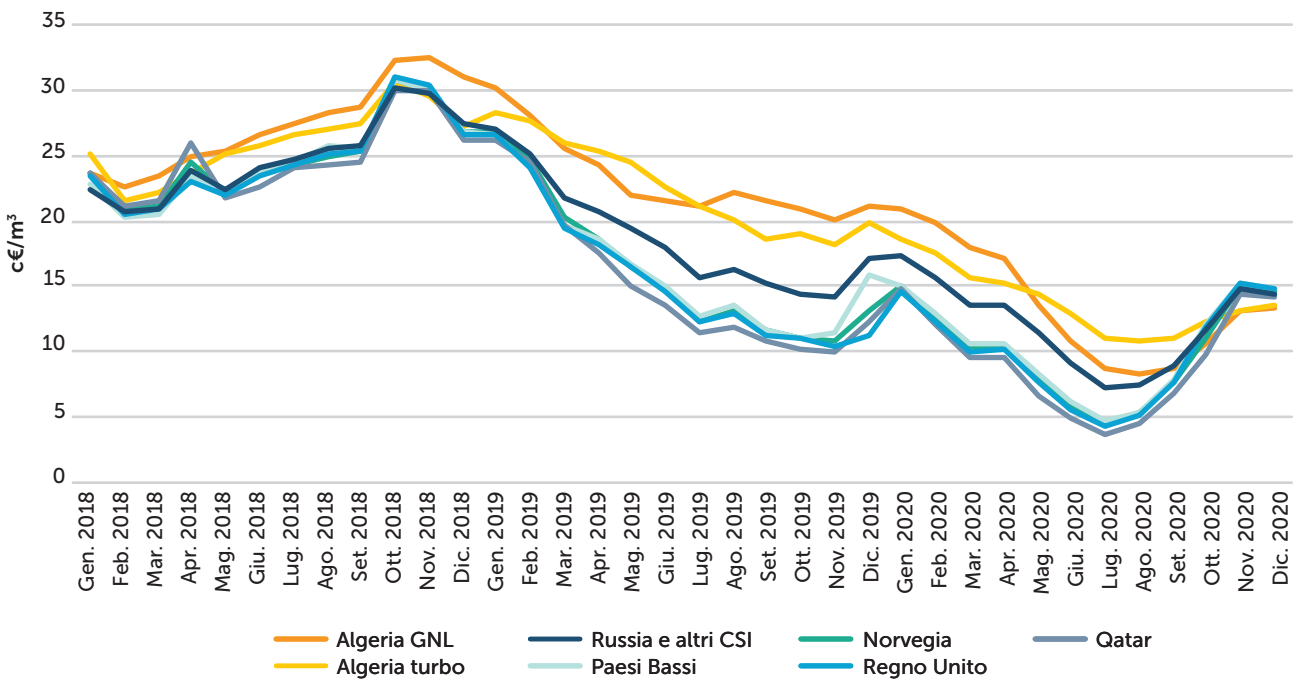
Il prezzo alle frontiere europee (espresso in metri cubi per agevolare le comparazioni con i dati riportati per le altre fasi della filiera nel prosieguo di questo Volume) nel 2020 è stato pari a 10,82 c€/m³, contro i 17,51 c€/m³ del 2019. Le dinamiche di prezzo nel corso dell'anno sono state parossistiche, con un crollo dai 15,9 c€/m³ di gennaio ai 6,29 c€/m³ di luglio e una progressiva ripresa fino ai 13,7 c€/m³ di dicembre. Il profilo infra-annuale di prezzo della Spagna differisce da quello degli altri paesi, data la predominanza nel paniere di importazione di contratti GNL con paniere medio di indicizzazione differente rispetto a quello degli altri principali paesi europei. Il prezzo alle frontiere italiane risulta superiore alla media europea di 1,66 c€/m³, differenziale pressoché invariato rispetto al 2019.

FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent (in \$/MWh per il gas e \$/barile per il Brent)



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.5 Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento

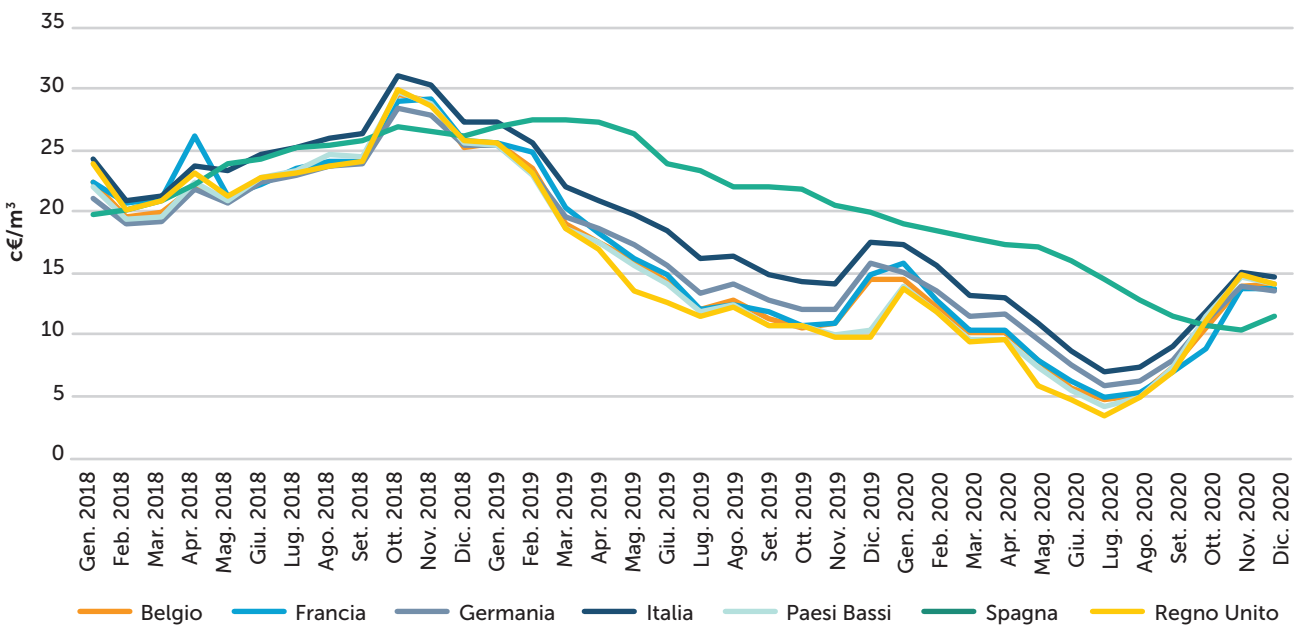


Fonte: World Gas Intelligence.

Ponendo in relazione il prezzo medio di importazione della Germania, quale migliore *proxy* rispetto al prezzo dei contratti pluriennali del mercato europeo, e il prezzo *spot* sull'*hub* tedesco NCG, si è registrato nel 2020 un differenziale positivo di 1,4 c€/m³ a favore del primo, 0,7 c€/m³ in meno del 2019.

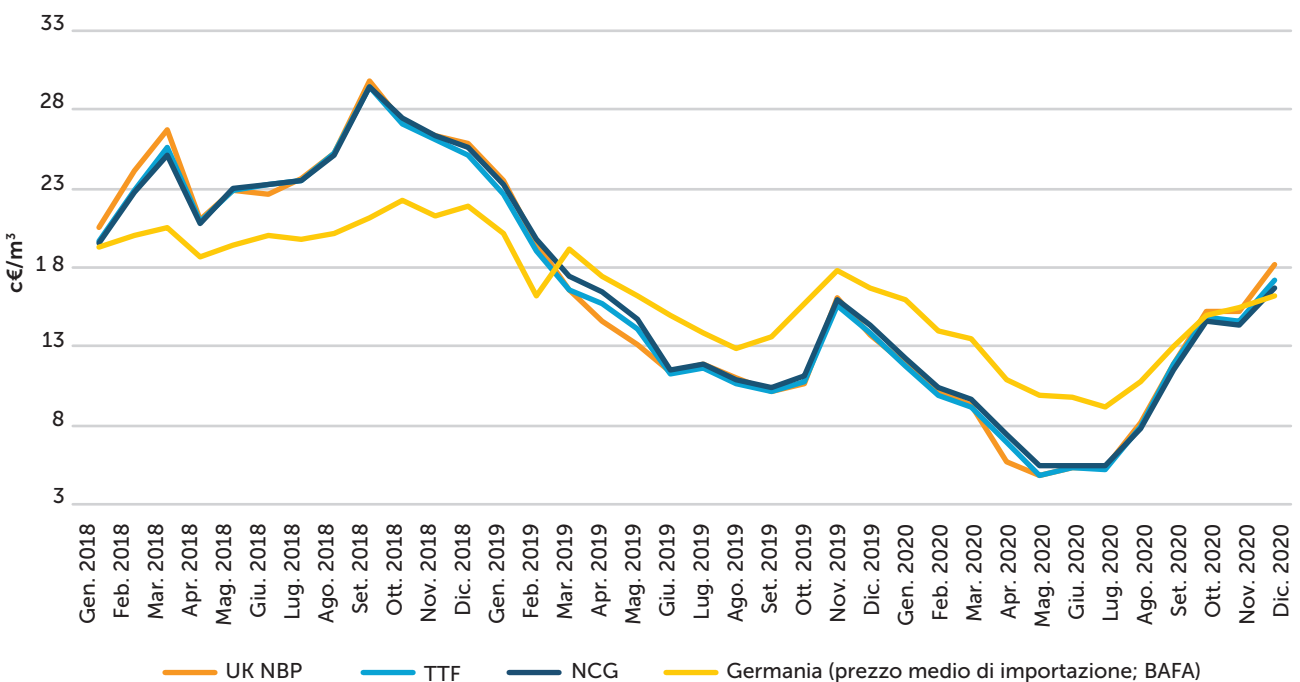
Nel 2020 la media dei prezzi sugli *hub* europei è stata di 10,2 c€/m³ contro i 14,9 c€/m³ del 2019, mentre il prezzo al PSV ha ridotto notevolmente le distanze sugli altri *hub*: il differenziale medio è stato di 1,24 c€/m³ rispetto al TTF, meno della metà del 2019, e di 1,11 c€/m³ rispetto al NCG, con uno *spread* negativo nel mese di ottobre e comunque molto basso nell'ultimo terzo dell'anno (Figg. 1.6, 1.7 e 1.8).

FIG. 1.6 Prezzo alla frontiera per paese importatore

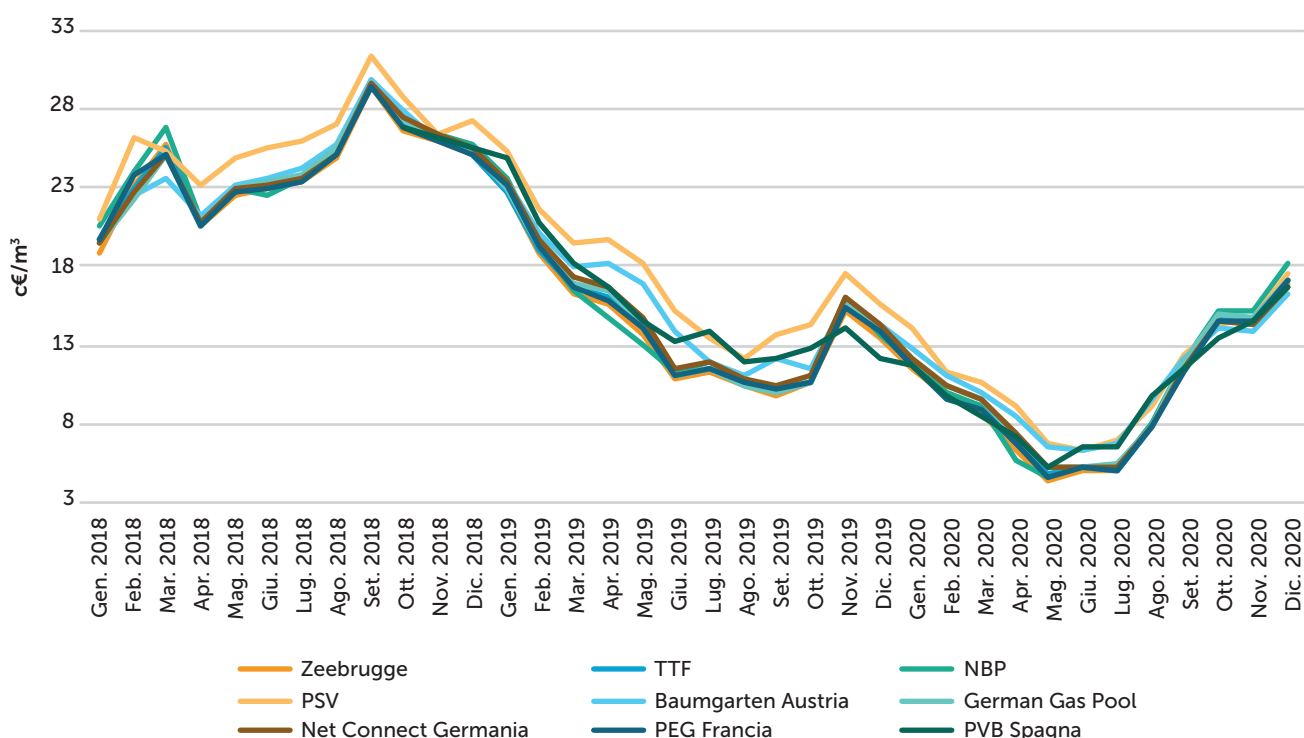


Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.7 Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere



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

FIG. 1.8 Prezzo del gas naturale negli hub europei

Fonte: Platts.

Mercato internazionale del GNL

Per il settimo anno consecutivo il commercio di GNL ha fatto registrare una crescita, seppur modesta (con un incremento dello 0,4% rispetto al 2019), raggiungendo il nuovo volume record di 356,1 Mt.

Il Giappone resta il principale importatore di GNL, pur con una riduzione di 2,5 Mt rispetto all'anno prima, seguito dalla Cina, che viceversa ha incrementato i volumi del 12%, e dalla Corea del Sud, con volumi pressoché invariati. L'Asia continua a rappresentare il maggior assorbitore di GNL con una quota del 71%, in crescita di 2 punti percentuali rispetto al 2019. L'import di GNL dell'Europa ha subito una contrazione del 5% dovuta alla riduzione dei livelli di attività economica a causa della pandemia e alla situazione di stoccaggi ricolmi che ha portato alla cancellazione di carichi nella seconda parte dell'anno. I principali importatori europei rimangono Spagna, Regno Unito e Francia.

L'Australia ha superato per la prima volta il Qatar nel primato di volumi esportati; seguono gli USA, che hanno incrementato di 11 Mt le loro esportazioni di GNL: i primi tre esportatori di GNL del 2020 hanno coperto assieme una quota del 56%, 3 punti percentuale in più rispetto allo scorso anno (Tav. 1.10). Va segnalata anche la quarta posizione della Russia tra gli esportatori. Il bacino del Pacifico rimane la principale fonte del GNL, con 146 Mt, seguito a distanza dal bacino dell'Atlantico con 117 Mt e dal Medioriente con 93 Mt.

Nella matrice import/export di GNL del 2020 (Tav. 1.11) predominano i flussi all'interno dell'area Asia-Pacifico, pari a un quarto del commercio mondiale di GNL (84,5 Mt, gli altri due macro-flussi prevalenti sono tra Asia-Pacifico e Asia (46,3 Mt), e fra Medio Oriente e Asia (34 Mt). Le riesportazioni sono passate da 1,4 Mt del 2019 a 2,6 nel 2020. In Europa, da un anno all'altro, spicca la crescita nel 2019 delle esportazioni sia dalla Russia (da 4,4 a 15,1 Mt), sia dalle Americhe (da 7,6 a 18,6 Mt).

TAV. 1.10 *Principali paesi importatori ed esportatori di GNL (in Mt)*

PAESI IMPORTATORI	2020	PAESI ESPORTATORI	2020
Giappone	76,9	Australia	77,8
Cina	61,7	Qatar	75,4
Corea del Sud	40,1	Stati Uniti	33,8
India	24,0	Russia	26,2
Taiwan	16,7	Malesia	20,8
Spagna	15,7	Nigeria	15,5
Regno Unito	15,6	Indonesia	12,5
Francia	13,5	Algeria	12,2
Turchia	9,8	Trinidad & Tobago	10,3
Italia	9,4	Oman	8,2
Altri	71,3	Altri	62,0
TOTALE	354,7	TOTALE	354,7

Fonte: GIIGNL (*International Group of Liquefied Natural Gas Importers*).

La capacità di liquefazione a livello mondiale si attesta a fine 2020 a 454 Mt, vale a dire 24 Mt in più rispetto a fine 2019, in gran parte a causa di 5 nuovi grandi impianti statunitensi (2° e 3° treno di Cameron LNG e di Freeport LNG e 3° treno di Corpus Christi LNG).

A fine 2020 risultano in costruzione impianti con ulteriore capacità di liquefazione di 108 Mt. L'Australia resta il paese con la maggior capacità di liquefazione, pari a 87 Mt circa, seguita dal Qatar con 77 Mt, ormai quasi eguagliato dagli USA con 76 Mt. A inizio 2021 il Qatar ha deciso (*Final Investment decision – FID*) la costruzione di nuovi treni di liquefazione con un incremento di 33 Mt che porterà la capacità complessiva del paese a 110 Mt entro il 2026 e, a seguito di una seconda fase del medesimo progetto, a 126 Mt entro il 2027.

I bassi prezzi del GNL, assieme alla sua abbondanza di offerta attuale e prospettica, stanno facendo slittare decisioni di investimento in molti progetti di liquefazione.

Un incremento superiore alla capacità di liquefazione nel 2020 si è avuto per quella di rigassificazione: 25,9 Mt, suddivisi in 8 nuovi impianti che portano la capacità mondiale complessiva di rigassificazione a 947 Mt. Alla fine del 2020 risultavano in costruzione 22 nuovi terminal *on shore* e 11 terminal galleggianti, per un totale di ulteriori 157 Mt di capacità, di cui il 74% collocato in Asia.

Il grado di utilizzo dei rigassificatori è stato pari al 38% a livello globale: quello in Europa è stato del 44%, con la Spagna al 31%, la Francia al 49% e l'Italia, invece, all'83%.

Nel 2020 sono state varate 47 nuove metaniere, che portano la flotta mondiale a 642; sono, inoltre, state ordinate 40 nuove navi (contro le 62 del 2019). Gli ordini complessivi ammontano a 147 navi, per una capacità pari al 24% della capacità della flotta attuale; delle metaniere ordinate, 72 dovrebbero essere consegnate nel 2021. Anche gli impianti di rigassificazione galleggianti (*Floating Storage Regasification Units* – FSRUs) sono cresciuti di 9 unità raggiungendo quota 43, con altri 7 impianti che verranno consegnati entro il 2022.

TAV. 1.11 Commercio globale di GNL nel 2020 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI						RI-ESPORTAZIONI RICEVUTE	RI-ESPORTAZIONI CONSEGNATE	TOTALE
	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA-PACIFICO			
Asia	12,0	...	5,8	8,4	33,1	46,3	1,5	-	107,0
Asia-Pacifico	3,8	-	10,7	15,4	34,0	84,5	0,3	-1,2	147,4
Europa	22,4	3,0	12,6	22,6	21,9	-	0,3	-1,1	81,7
Nord America	0,4	0,1	-	2,6	...	0,3	-	-	3,4
Sud America	0,7	0,1	0,1	8,2	0,6	0,2	0,3	-0,2	9,6
Medio Oriente	1,7	-	0,4	1,6	3,0	-	0,1	-	6,9
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	40,8	3,2	29,6	58,6	92,6	131,2	2,6	-2,6	356,1

Fonte: GIIGNL.

Prezzi del GNL

I prezzi del GNL in tutto il mondo hanno raggiunto nuovi minimi storici nel corso del 2020, combinazione della domanda ridotta per effetto della pandemia e dell'offerta sovrabbondante per l'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di produzione ed esportazione, oltre che per il trascinamento esercitato dai bassi prezzi petroliferi, ai quali la maggior parte dei contratti è legata nella formazione del prezzo.

Il prezzo medio 2020 del GNL importato nell'area Nord-Est dell'Asia è stato pari a 15 \$/MWh (il livello più basso negli ultimi dieci anni), mentre quello importato in Europa sud-occidentale si è attestato a 11 \$/MWh. Il differenziale di prezzo tra i due mercati è aumentato del 50% rispetto al 2019, passando da 2,7 a 4 \$/MWh.

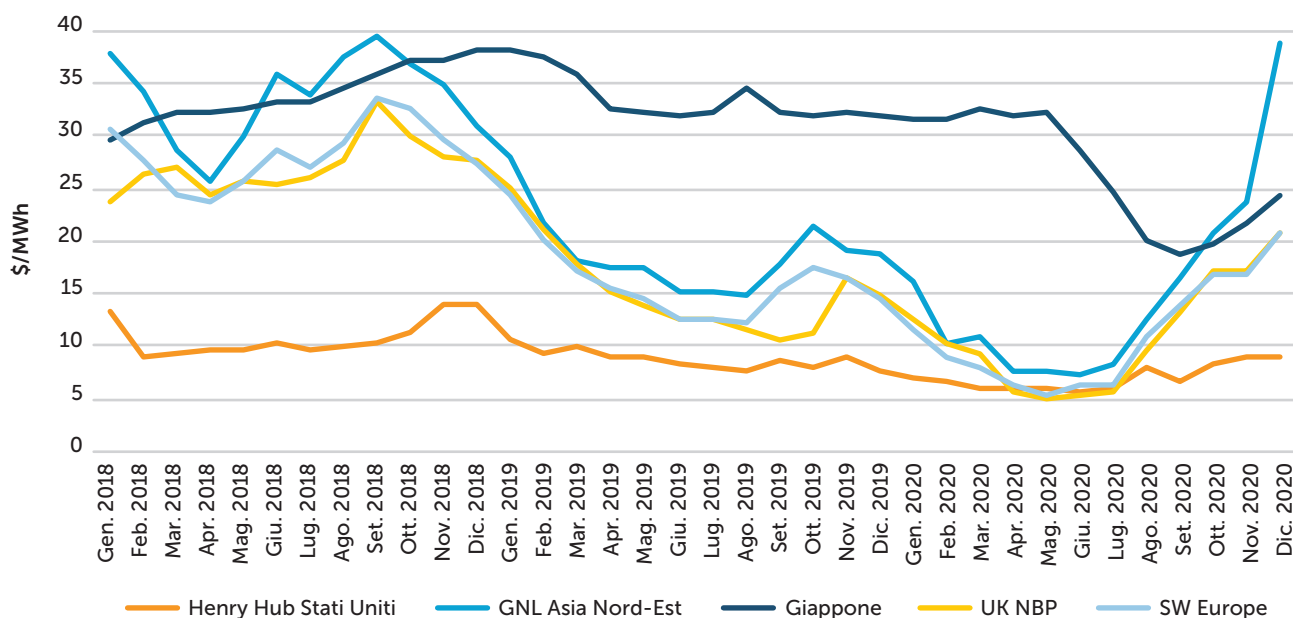
Il 2020 verrà forse ricordato come l'anno della volatilità: infatti, la variabilità nel corso dell'anno è stata molto elevata, di oltre 31,5 \$/MWh per i prezzi asiatici e di 15,2 \$/MWh per quelli del Sud-Ovest europeo.

La durata dei nuovi contratti di medio-lungo termine firmati nel 2020 è stata di 11,7 anni, in calo rispetto ai 13,9 anni dei contratti firmati nel 2019.

Nel 2020, il 40% dei volumi di GNL commercializzati è stato scambiato su basi *spot* o *short-term*, mentre nel 2019 tale percentuale era del 34%. La domanda calante per il Covid-19 nella seconda parte dell'anno ha depresso i prezzi del GNL, così da creare spazi per le forniture *spot* o *short-term*, con il 21% di tale volume *spot* attribuibile agli USA e un ulteriore 20% all'Australia. I molti mesi di prezzi *spot* depressi hanno aperto opportunità di arbitrag-

gio significative, come manifestato da un incremento dei volumi riesportati (*reload*) da 1,6 Mt a 2,6 Mt. In Asia, è stato Singapore l'origine della maggior quantità riesportata, reindirizzata principalmente verso la Cina, mentre, in Europa, è stata la Francia, con destinazione il resto dell'Europa.

FIG. 1.9 Prezzi del GNL per aree



Fonte: World Gas Intelligence.

INTERVENTO

Energia per una ripresa sostenibile e inclusiva e transizione energetica: il ruolo fondamentale del gas

Il gas contribuisce oggi per oltre il 24% al consumo energetico globale. Insieme ai "nuovi" gas verdi (biometano, idrogeno, gas sintetico) permette, sostituendosi a fonti più inquinanti, di coniugare in modo importante i due pilastri della riduzione delle emissioni e dell'aumento della disponibilità di energia a livello globale.

La disponibilità di energia ha un ruolo cruciale nel migliorare la vita di ogni essere umano sul pianeta. L'energia deve essere sicura e a prezzi sostenibili. Il gas risponde a questi requisiti, e appare, quindi, poter svolgere un ruolo essenziale come catalizzatore e fondamento di una giusta transizione del sistema energetico globale. Le sfide climatiche che dobbiamo affrontare sono, infatti, di natura globale. È con questa premessa – per molti aspetti ovvia – che è importante ricordare la necessità di garantire che ogni evoluzione normativa contempli la necessità di fornire un sostegno adeguato e concreto allo sviluppo economico e sociale anche alle popolazioni che non hanno ancora accesso a forme di energia sicura e sostenibile, anche dal punto di vista ambientale.

È essenziale che l'Europa, con la sua ricca storia, sia percepita come un partner globale solidale. Le nostre politiche devono essere viste come un sostegno a obiettivi globali di sviluppo sostenibile e la nostra visione dello sviluppo per le diverse regioni non deve mai essere percepita come impossibile o troppo difficile da realizzare.

In questo quadro è importante preservare una cooperazione internazionale che consenta, da un lato, il migliore dispiegamento di forze per l'innovazione tecnologica e, dall'altro, di cogliere i benefici derivanti da un consolidato commercio internazionale. In tutto quanto sopra, il ruolo del gas è e sarà essenziale.

In Europa, il rapido sviluppo degli effetti positivi di un aumento delle energie rinnovabili elettriche ha una base fondamentale nella disponibilità di infrastrutture e mercati del gas ben funzionanti che garantiscono flessibilità e sicurezza dell'approvvigionamento in un quadro di crescente volatilità. Il mercato del gas costituisce anche l'architrave per poter sviluppare concretamente gas verdi.

In Nord America, la rivoluzione derivante dallo *shale* gas ha permesso una significativa riduzione delle emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica, nonostante l'assenza di specifiche politiche ambientali. Il gas ha sostituito il carbone e ha apportato un immediato beneficio dal punto di vista dello sviluppo ambientale.

In Africa e in Medio Oriente, la maggiore penetrazione del gas ha permesso una riduzione dell'uso del petrolio in molti settori ed è la base per la possibile produzione di idrogeno.

In Asia, le politiche volte a promuovere l'uso del gas naturale, accompagnate da altre iniziative a sostegno delle energie rinnovabili, hanno permesso di avviare la riduzione del consumo di carbone, che è ancora una fonte essenziale nella matrice energetica di molti paesi.

Il GNL è la modalità di commercio energetico in più rapida crescita prevista a livello globale; ciò pone, di conseguenza, le condizioni per un vero mercato globale del gas.

Si può constatare che in tutto il mondo si è creato un beneficio immediato e verificabile. Non bisogna trascurare la volontà di essere ancora più efficaci in futuro. Ma il meglio non deve essere nemico del bene, né nella decarbonizzazione, né nello sviluppo sostenibile.

L'*International Gas Union* (IGU) – che rappresenta oltre 150 membri in tutti i continenti – promuove il commercio internazionale del gas sostenendo politiche non discriminatorie e solidi principi e pratiche contrattuali, lo sviluppo di tecnologie che si aggiungono ai benefici ambientali del gas e migliorano ulteriormente la sicurezza della produzione, della trasmissione, della distribuzione e dell'utilizzo del gas, ed è impegnata attivamente a interagire con tutte le parti interessate per continuare a garantire forniture di gas sicure e competitive, a beneficio di obiettivi di sviluppo sostenibile e di un efficace percorso verso la decarbonizzazione.

Andrea Stegher

Vicepresidente *International Gas Union* – IGU



Mercato internazionale del carbone

Le stime preliminari dell'Agenzia internazionale dell'energia valutano un calo tutto sommato contenuto, tenuto conto degli effetti della pandemia di Covid-19, del consumo mondiale di carbone del 2020: -5% sul 2019, a 7,2 miliardi di tonnellate. A limitare il calo è stata soprattutto la sostanziale tenuta della domanda in Cina (-0,5%, a 3,8 miliardi di tonnellate) e del Sud-Est Asiatico (+1%, a 0,3 miliardi di tonnellate). In effetti, la maggiore capacità di reazione alla crisi economica non solo della Cina, ma di tutta l'Asia Orientale, ha contenuto il calo dei consumi.

Inoltre, specialmente nei paesi a reddito più basso dell'Asia come nel resto del mondo, le necessità energetiche tendono ancora a essere soddisfatte con fonti di energia a basso costo. Tale caratteristica è stata mantenuta a maggior ragione nel periodo di crisi innescata dall'emergenza sanitaria.

TAV. 1.12 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2017	2018	2019	2020 ^(A)
Indonesia	394	434	455	404
Australia	379	382	393	366
Russia	190	210	217	207
Stati Uniti	88	105	84	59
Sudafrica	71	70	81	75
Colombia	103	84	72	58
Altri	141	133	134	123
MONDO	1.366	1.418	1.436	1.292

IMPORTATORI DI CARBONE	2017	2018	2019	2020 ^(A)
Cina	284	281	298	285
India	210	223	247	206
Giappone	187	184	185	169
Corea del Sud	139	136	130	118
Taiwan	98	67	67	60
Germania	51	45	41	34
Altri	408	456	456	426
MONDO	1.377	1.392	1.424	1.298

(A) Stime NE Nomisma Energia.

Fonte: AIE.

L'Europa invece, nonostante la maggiore stagnazione economica rispetto al resto del mondo causata dalle chiusure per l'emergenza epidemiologica, sta proseguendo il progressivo abbandono del combustibile solido, in vista degli ambiziosi obiettivi della decarbonizzazione.

Il mercato internazionale del carbone si è contratto di circa un decimo, con Indonesia, Australia e Russia ancora ai vertici nella classifica dei maggiori esportatori.

Fra i maggiori importatori, la Cina è il paese che ha registrato il calo minore della domanda estera: -4%, a 285 milioni di tonnellate; l'India, invece, a causa della pesante contrazione delle attività produttive, ha avuto un calo delle importazioni del 17% a 206 milioni di tonnellate. Gli altri importanti acquirenti asiatici hanno ridotto le richieste dell'8%-10%.

Si registra un calo del 17% anche per le importazioni di carbone della Germania dove, oltre al ristagno dell'economia, pesa anche la tabella di marcia da seguire per eliminare il carbone entro il 2038.

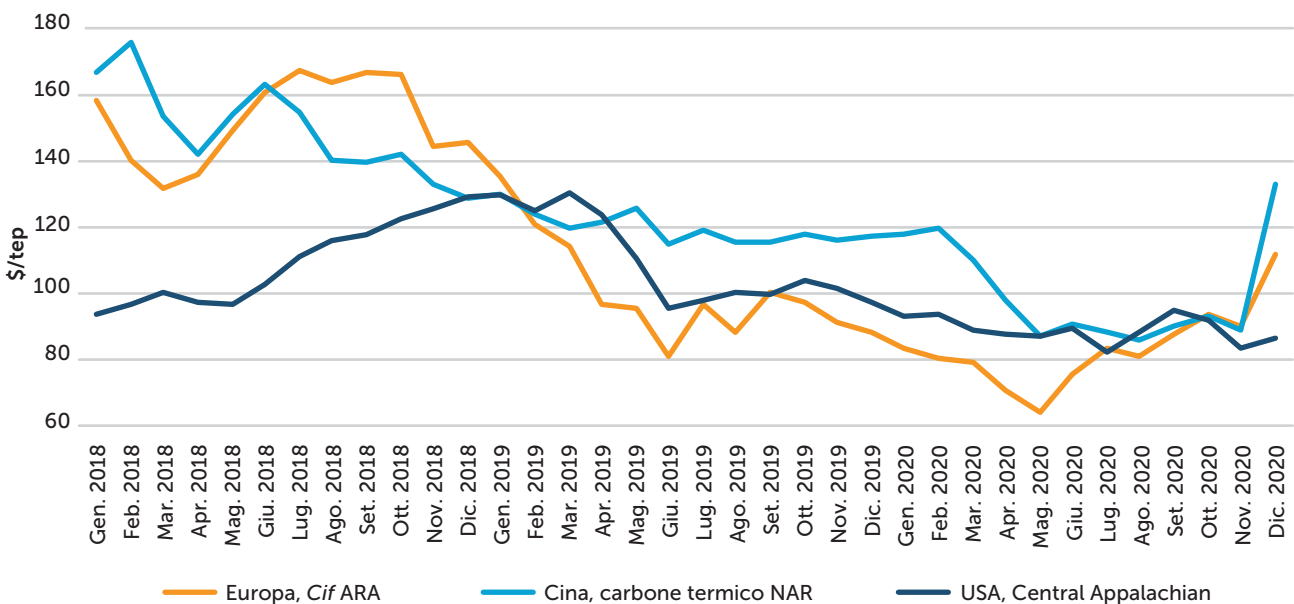
Prezzi del carbone

I carboni di riferimento delle piazze di importazione più significative, ossia quelle europea e cinese, hanno registrato nel 2020 deprezzamenti medi annui del 16%-17% rispetto al 2019. Cala del 19% il prezzo del carbone di riferimento USA, paese che, però, è solo esportatore.

Gli importatori di combustibile solido hanno quindi beneficiato di un calo di prezzo, ma contenuto della metà rispetto a quello del greggio.

Questo limitato effetto di trascinamento al ribasso, da parte dei prezzi del petrolio, si è verificato non solo per la circostanza congiunturale che nel 2020 i consumi di Cina e Sud-Est Asiatico hanno tenuto (grazie alla loro maggiore reattività economica), ma anche perché, strutturalmente, per le economie più povere il carbone continua a rappresentare l'alternativa più efficace e a buon mercato, per sostenere le ambizioni di crescita economica. Il carbone, inoltre, è disponibile in abbondanti riserve all'interno dei singoli paesi, così da soddisfare contemporaneamente l'esigenza di sicurezza degli approvvigionamenti e la necessità di sostenere costi bassi. Aree come Cina e Sud-Est Asiatico, che decenni fa avevano redditi *pro capite* fra i più bassi al mondo, non sembrano intenzionati a rinunciare al carbone in tempi brevi.

FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali



Fonte: Platts per i benchmark cif NW Europa e Cina; US EIA (US Energy Information Administration) per USA Central Appalachian.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

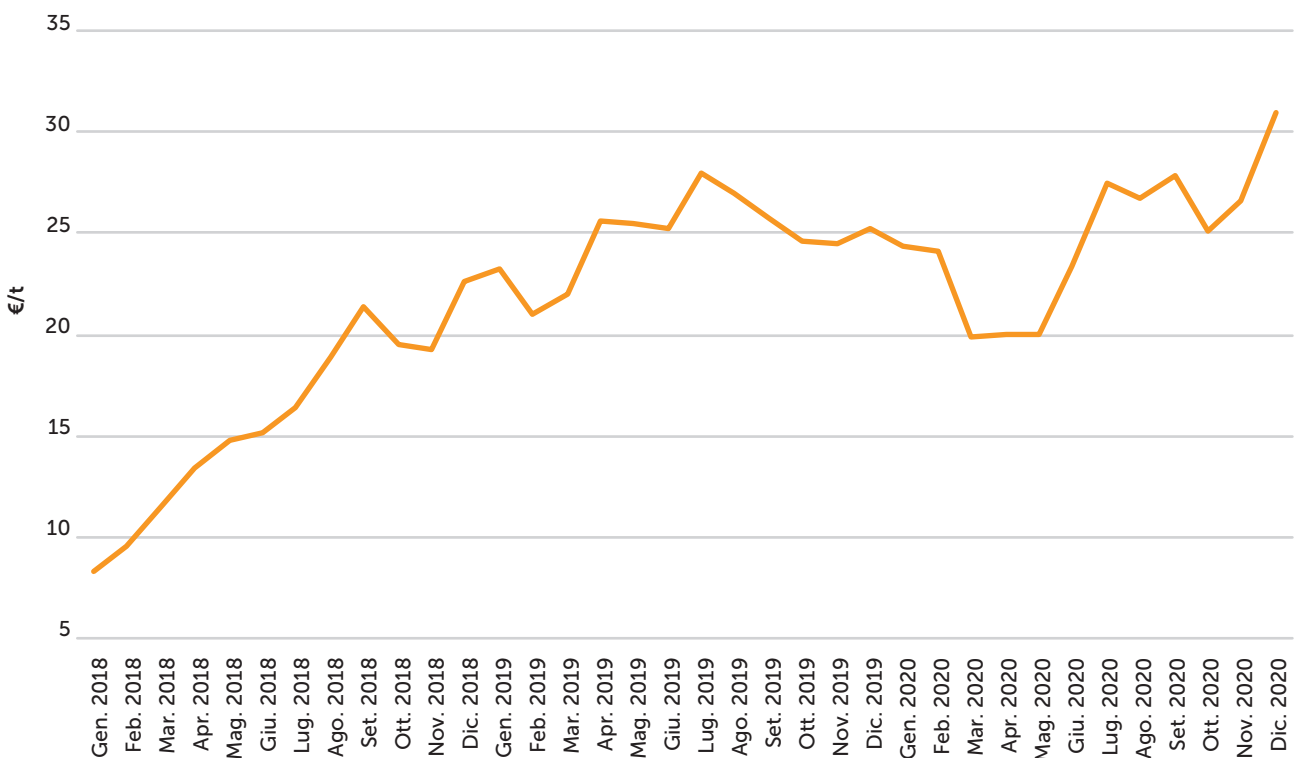
Nel 2020 le emissioni verificate di gas serra da impianti stazionari sono state pari a 1.331 milioni di Mt e 24,5 Mt nell'aviazione. Le emissioni totali di gas serra degli operatori sotto ETS (*Emission Trading Scheme*) sono quindi crollate nel 2020 del 13,3% rispetto al 2019. Tale riduzione è il risultato del calo dell'11,2% degli impianti stazionari

e del 64,1% dell'aviazione, settore, quest'ultimo, più esposto agli effetti di contrazione dell'attività causati dalla pandemia di Covid-19.

Il comparto termoelettrico ha fatto registrare un calo del 14,9%, per effetto combinato della riduzione della domanda elettrica a causa della pandemia, dello *switching* da carbone a gas naturale, spinto dai prezzi alti dei permessi EUA (*Emission Unit Allowance*), e della sostituzione dei fossili con le fonti rinnovabili. Minore e limitata al 7% è la riduzione della domanda da parte dell'industria, con un calo dell'11,7% nell'industria dell'acciaio, del 5,1% in quella del cemento, del 4% nella chimica e dell'8,1% nella raffinazione.

Nel 2020, in ben 28 paesi sui 31 aderenti allo schema ETS (tre in più rispetto al 2019) le emissioni da impianti stazionari sono calate. Tutti e cinque i principali paesi emettitori (Germania, Polonia, Italia, Regno Unito e Spagna) hanno registrato il livello minimo di emissioni dall'avvio dello schema ETS nel 2005.

FIG. 1.11 Prezzo dei permessi di emissione EUA



Fonte: Intercontinental Exchange.

Nel 2020 il prezzo della CO₂ non si è discostato in media da quello del 2019 (24,69 €/t contro 24,8 €/t), ma con dinamiche ben differenti: il differenziale tra il valore massimo e quello minimo è stato di ben 11 €/t, con il picco osservato in dicembre (30,92 €/t), che ha dato il via a un continuo e drammatico rialzo nella prima parte del 2021. Tale rialzo, scollegato dal prezzo di *switching* da carbone a gas, è stato sostenuto dal meccanismo della *Market Stability Reserve*⁴ (MSR) che ha sottratto dal mercato 332,5 milioni di permessi (tra settembre 2020 e agosto 2021, pari al 24% delle quote ETS in circolazione, che ammontavano a 1.385 milioni), oltre che dall'assenza di aste durate un mese e mezzo a partire da metà dicembre 2020.

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

Costruire oggi un futuro energetico più sostenibile

Il 2020 è stato un anno tumultuoso non solo per la crisi sanitaria ed economica, ma anche per il sistema energetico: la pandemia di Covid-19 e il conseguente *lockdown* hanno portato a una riduzione delle emissioni di CO₂ senza precedenti, dovuta alla compressione dei fabbisogni energetici soprattutto nel settore dei trasporti e in quello industriale.

Tuttavia, con il graduale ritorno dell'attività economica globale, le emissioni di CO₂ sono tornate nuovamente a salire. A dicembre dello scorso anno avevano già raggiunto i valori precedenti la pandemia e l'Agenzia internazionale dell'energia stima che nel 2021 aumenteranno di 1,5 miliardi di tonnellate⁵. Si tratta del secondo incremento annuale più marcato della storia, dopo quello osservato nel 2010, durante la ripresa economica mondiale dalla crisi finanziaria del 2008. A sostenere questa risalita è soprattutto la domanda di carbone trainata dal settore elettrico asiatico. In sintesi, il 2021 probabilmente cancellerà la maggior parte della riduzione della CO₂ osservata lo scorso anno.

Ci sono tuttavia dei segnali positivi, in particolare il continuo avanzamento dell'energia solare, eolica e dell'auto elettrica. Il 2020 ha segnato il record di installazioni eoliche e solari mondiali e ci si attende che il 2021 sia un altro anno record per queste tecnologie. Le vendite di veicoli elettrici nei primi tre mesi del 2021 hanno raggiunto quota 1 milione, ovvero il 6% delle vendite complessive, con una crescita del +153% rispetto al 2020⁶.

Questi elementi hanno contribuito all'aumento degli investimenti energetici globali del 10% (1.900 miliardi di dollari al 2021)⁷. Tuttavia, per raggiungere l'ambizioso obiettivo di emissioni zero al 2050 occorre triplicare gli investimenti in energia pulita da qui al 2030. A oggi, 44⁸ paesi, fra cui i paesi dell'Unione europea, Stati Uniti, Cina, Regno Unito e Giappone – che insieme producono circa il 70% delle emissioni globali –, si sono impegnati a raggiungere quota zero emissioni. Questo rappresenta un elemento positivo di aumento di ambizione rispetto al passato.

Azzerare le emissioni di CO₂ richiede una trasformazione senza precedenti nel modo in cui l'energia viene prodotta, trasportata e utilizzata a livello globale. La riduzione di emissioni necessaria al 2030 per mantenere queste ultime allineate all'obiettivo zero al 2050 richiede un aumento massiccio dell'applicazione di tecnologie pulite già oggi mature ed economiche (come le rinnovabili, l'efficienza energetica, la mobilità elettrica ecc.). Contemporaneamente dovremo investire in ricerca e sviluppo per ridurre le emissioni nell'aviazione, nei trasporti pesanti e nell'industria intensiva. Il percorso di decarbonizzazione è sì una sfida, ma anche una grande opportunità di investimento, di crescita economica e di creazione di posti di lavoro e dev'essere centrale nei piani di rilancio post-Covid.

Laura Cozzi
Chief Energy Modeller
Agenzia internazionale dell'energia / *International Energy Agency*
Responsabile del *World Energy Outlook* dell'AIE / IEA



5 AIE, *Global Energy Review 2021*, aprile 2021.

6 AIE, *Global Electric Vehicles Outlook 2021*, aprile 2021.

7 AIE, *World Energy Investments 2021*, giugno 2021.

8 Dato aggiornato ad aprile 2021; fonte: AIE, *Net Zero by 2050: A roadmap for the Global Energy Sector*, maggio 2021.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2020 nei diversi paesi europei, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 5 maggio 2021. I prezzi sono raccolti secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal 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, che ha abrogato la previgente direttiva 2008/92/CE e quindi la relativa metodologia ivi contenuta.

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.

Per quanto la nuova metodologia non abbia inciso sulla rilevazione dei prezzi finali, ma solo sui criteri di ripartizione tra le loro singole componenti⁹, la sua introduzione risulta aver rappresentato anche un'occasione per molte imprese italiane per riclassificare i clienti finali e procedere alla loro corretta attribuzione alle singole classi di consumo. Queste circostanze, unitamente a quanto sopra riportato in merito alla coesistenza fino all'anno 2018 di diverse metodologie di rilevazione (oltre all'Italia, hanno richiesto deroghe Germania, Spagna e Cipro), vanno dunque adeguatamente considerate nel momento in cui si operano confronti tra i valori di prezzo negli ultimi anni e in particolare tra le loro singole componenti.

Si segnala, infine, per il 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, l'indisponibilità nella fonte Eurostat dei dati di prezzo relativi al Regno Unito che, per dimensione e rilevanza del mercato elettrico e del gas, ha rappresentato finora uno dei paesi rispetto al quale erano tradizionalmente effettuate le comparazioni di prezzo.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

I prezzi medi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani mostrano per il 2020 un deciso miglioramento della posizione relativa rispetto agli altri paesi dell'Area euro, in termini sia di prezzi al lordo degli oneri e delle imposte, sia di prezzi netti.

⁹ 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*.

Per molti anni, in passato, i prezzi medi italiani per le prime due classi di consumo¹⁰ 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; tale processo, nonostante un'interruzione nel 2019, ha 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. Per meglio apprezzare tale esito, si consideri che ancora nel 2016 i prezzi per le classi dalla terza in avanti erano superiori a quelli della media dell'Area euro per percentuali che andavano dal +6% al +34%.

In termini di prezzi netti, pur confermandosi il miglioramento relativo, per le tre classi centrali si mantengono differenziali positivi, contenuti però in un intervallo tra il +1% e il +3%. L'ultima classe registra addirittura un deciso -8%.

Guardando alle singole classi di consumo, i prezzi lordi della prima classe DA¹¹ mantengono nel 2020 un significativo differenziale positivo rispetto all'Area euro, anche se in leggera contrazione (+18%, contro il +20% nel 2019). Si conferma, dunque, per il secondo anno consecutivo, il particolare andamento dei prezzi della sola classe DA, che dal 2019 presentano, in modo opposto rispetto al passato, prezzi più alti degli altri paesi europei.

Le classi DB e DC¹² mostrano un differenziale negativo nei prezzi lordi rispettivamente del 4% e del -3% (contro, rispettivamente, il -5% e il +1% del 2019). Tali classi sono quelle dove si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, coprendo in un caso il 40% e nell'altro il 41% del totale dell'energia elettrica fatturata al settore domestico nel 2020¹³.

In termini di prezzi netti, i differenziali positivi per le due classi menzionate sono in deciso miglioramento, passando dal +8% del 2019 al +3% del 2020 per la classe DB e dal +7% al +1% per la classe DC. I prezzi netti italiani risultano, infatti, diminuiti nel 2020 (-3% e -5% nelle due classi DB e DC), mentre quelli dell'Area euro sono aumentati di poco più dell'1% nel caso della classe DB e dello 0,6% per la DC.

TAV. 1.13 Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nel 2020 (prezzi 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	23,95	40,56	15,83	25,39	13,71	21,39	12,29	18,87	11,11	17,05
Belgio	33,14	45,93	20,11	29,68	18,35	27,47	16,59	25,27	14,12	22,24
Bulgaria	8,66	10,39	8,49	10,19	8,25	9,90	7,99	9,58	7,84	9,41
Cipro	25,23	33,83	14,44	20,42	13,41	19,16	12,97	18,60	11,68	17,06
Cechia	24,85	32,49	17,61	23,74	13,02	18,18	9,55	13,99	9,49	13,91
Croazia	17,32	21,15	10,98	13,98	10,15	13,04	9,71	12,56	9,43	12,23

(segue)

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

11 Con consumi inferiori a 1.000 kWh/anno.

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

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

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
Danimarca	15,38	35,87	11,32	30,80	9,30	28,26	8,49	21,07	8,14	18,67
Estonia	11,85	15,84	10,32	14,00	9,18	12,64	8,71	12,09	7,89	11,07
Finlandia	27,58	36,99	17,14	24,05	11,92	17,57	9,90	15,07	7,74	12,39
Francia	31,14	42,28	15,54	22,84	12,67	19,26	11,45	17,70	10,96	17,05
Germania	27,45	45,86	17,33	33,87	14,41	30,25	12,92	28,32	10,81	25,51
Grecia	17,08	20,96	13,38	17,02	12,82	16,58	12,23	17,19	11,45	19,60
Irlanda	29,75	36,99	24,69	30,22	21,11	25,15	18,70	21,88	15,78	18,29
Italia	31,88	50,46	16,83	24,69	13,57	21,90	11,88	20,73	9,80	18,40
Lettonia	14,49	22,60	12,30	18,15	10,01	14,26	10,35	14,84	10,44	15,10
Lituania	10,87	14,28	10,60	13,97	10,42	13,74	9,93	13,13	9,32	12,42
Lussemburgo	29,34	35,73	18,09	23,57	14,65	19,86	12,19	17,20	11,22	16,12
Malta	34,25	36,12	13,90	14,75	12,15	12,91	14,08	14,94	30,13	31,80
Paesi Bassi ^(A)	39,55	-26,00	19,36	5,45	13,72	13,94	9,43	18,21	n.d.	n.d.
Polonia	13,24	20,36	10,19	16,08	9,40	14,93	8,78	14,04	8,61	13,89
Portogallo	20,19	38,84	12,55	23,53	11,39	21,27	10,77	20,16	10,32	19,25
Romania	10,53	14,67	10,46	14,60	10,43	14,54	10,39	14,51	10,16	14,22
Slovacchia	18,62	26,31	12,76	19,29	10,90	17,05	9,26	15,09	7,93	13,49
Slovenia	16,19	27,10	12,62	18,71	11,22	15,71	10,34	13,94	9,28	12,24
Spagna	34,86	64,56	15,22	28,64	12,19	22,69	9,82	18,28	8,86	16,29
Svezia	27,54	38,62	13,25	20,77	10,81	17,72	8,86	15,28	7,54	13,63
Ungheria	8,28	10,51	8,08	10,26	8,03	10,20	7,97	10,12	8,28	10,52
Unione europea	27,47	39,43	15,37	24,24	12,76	21,34	11,21	19,57	10,21	18,37
Area euro	29,86	42,81	16,30	25,79	13,44	22,68	11,81	20,95	10,67	19,63
Norvegia	28,01	36,09	16,12	21,58	9,41	13,39	5,74	8,90	4,64	7,56

(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.

Le ultime due classi¹⁴, che rappresentano quote limitate dei volumi complessivi del settore domestico (11% per la DD e 1% per la DE), sono quelle in cui si sono registrati i miglioramenti più significativi: infatti, i differenziali sono passati in termini lordi rispettivamente dal +9% del 2019 al -1% del 2020, e dal +13% al -6%. In termini di prezzi al netto degli oneri e delle imposte, i divari rispecchiano sostanzialmente quelli al lordo per la classe DD (+9% nel 2019 e +2% nel 2020), mentre per la classe DE i prezzi netti migliorano in misura leggermente inferiore rispetto a quelli lordi (da +7% nel 2019 a -8% nel 2020), ma pur sempre consistente.

Con l'eccezione dell'anno 2019, hanno sicuramente contribuito al riallineamento dei prezzi italiani con quelli dell'Area euro le dinamiche – registrate in Italia a partire dal 2017 – meno pronunciate in aumento e più spiccate in riduzione dei prezzi netti rispetto agli altri paesi europei.

14 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 dove, rispetto agli altri paesi, risulta più alta per le classi a più alto consumo e viceversa più bassa per le classi inferiori. Va detto, però, che le differenze tra le ultime tre classi si sono molto assottigliate. In termini di valori assoluti delle imposte, l'Italia non è nemmeno più, come in passato, il paese con i valori più alti, insieme alla Germania.

In termini di incidenza della componente oneri generali di sistema, si registra una quota compresa tra il 31% della classe DB e poco meno del 47% dell'ultima classe, valori non troppo dissimili da quelli medi dell'Area euro.

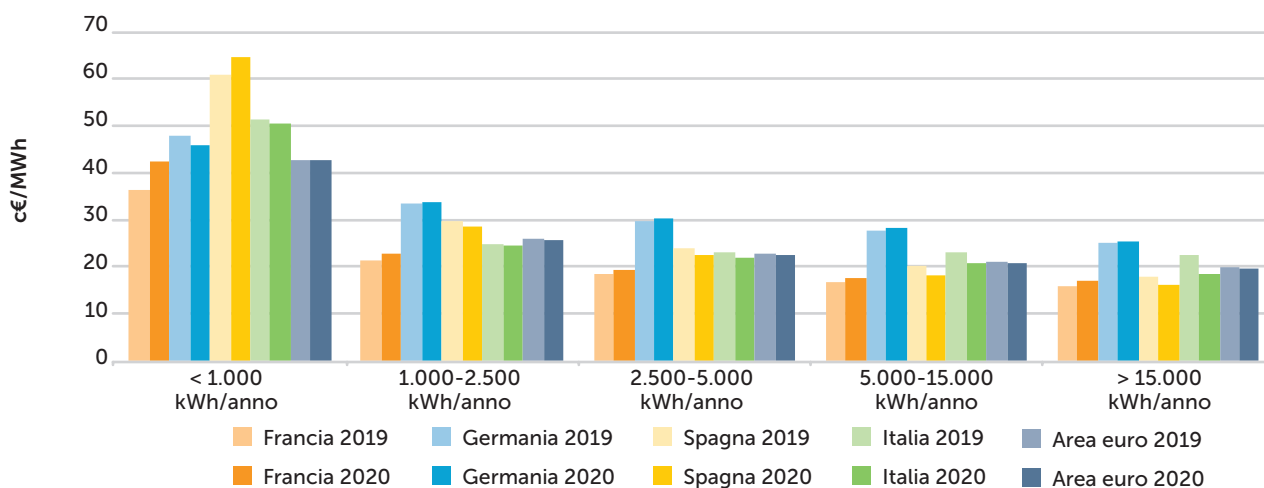
Guardando più in dettaglio alle dinamiche intercorse da un anno all'altro, nel 2020 i prezzi lordi italiani sono diminuiti in media del 7% circa, con variazioni dal -1% al -10% circa rispetto all'anno precedente per tutte le classi (fino al -18% per la classe DE). Nell'Area euro la diminuzione è stata più contenuta, con valori medi intorno al -1%.

Oltre al già richiamato contributo dei prezzi netti, tale andamento è dovuto a riduzioni della componente oneri e imposte: a fronte del calo contenuto per la prima classe, decisamente spiccate, invece, sono state le diminuzioni per le ultime classi, molto più ampie anche rispetto a quelle dell'Area euro. In controtendenza rispetto a questo andamento, la componente oneri e imposte per la seconda classe DB è aumentata del 6,4%.

In termini di variazione dell'incidenza fiscale rispetto al 2019, si rileva una dinamica più positiva nell'Area euro, dove il calo medio è stato del 4,6% per le prime tre classi, mentre in Italia si sono registrate o diminuzioni più contenute (intorno all'1% per la prima e terza classe) o aumenti (+6,7% per la seconda classe); per le ultime due classi, invece, la variazione dell'incidenza è maggiore in Italia, con una diminuzione tra il -4% e il -5% a fronte di un calo compreso tra l'1% e il 2,4% nell'Area euro.

Passando al confronto tra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei¹⁵, nel 2020 la Germania si conferma il paese con i prezzi dell'energia elettrica più alti per il comparto domestico. Rispetto all'omologo tedesco, il cliente domestico italiano continua a pagare prezzi finali decisamente inferiori, con un divario rimasto sostanzialmente stabile rispetto al 2019 per la classe DB, pari a circa il -26%, e aumentato dal -22% al -28% per la DC, dal -16% al -27% per la classe DD e dal -11% al -28% per l'ultima classe, la DE.

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



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

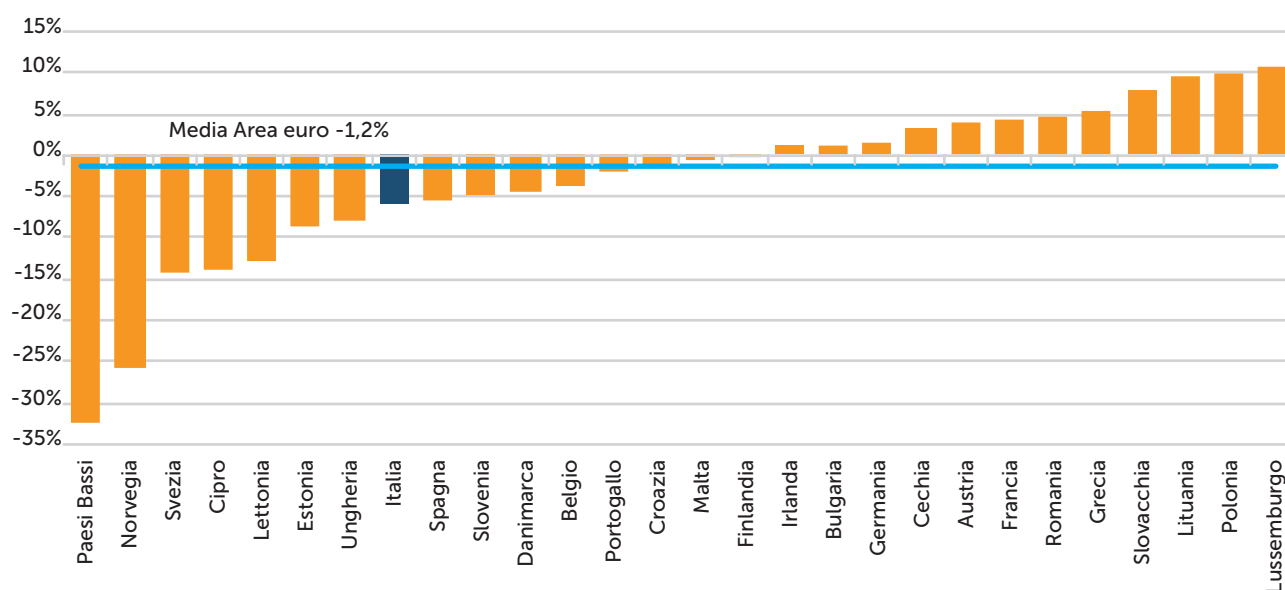
¹⁵ Per principali paesi europei si intendono Francia, Germania e Spagna, vale a dire i paesi dell'Area euro i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

Restano sempre più bassi di quelli italiani, invece, i prezzi della Francia, anche se i differenziali positivi diminuiscono, in questo caso, per tutte le classi: per quelle a maggiori consumi si collocano intorno al +8% e al +14%, contro il +15% e il +26% nel 2019. La Spagna presenta, come già in passato, prezzi più bassi rispetto a quelli italiani per le classi a maggiori consumi e prezzi più alti per le prime due. Tra prezzi italiani e spagnoli si riducono i differenziali positivi, in particolare per l'ultima classe (da +25% a +13%), e si amplifica il differenziale negativo della prima (da -16% a -22%).

In termini di prezzi netti diminuiscono, diventando in taluni casi anche negativi, i differenziali rispetto a Germania e Francia, con diminuzione crescente all'aumentare della classe: per la classe DB la differenza di prezzo, che nel 2019 era pari rispettivamente a +2% rispetto alla Germania e +20% rispetto alla Francia, diviene pari a -3% e +8%; per la classe DE la differenza, che era pari a +10% e +14%, crolla a -9% e -11%. I differenziali rispetto alla Spagna, invece, tranne che per la prima classe mostrano un aumento, con differenze che nel 2019 si collocavano tra il +7% e il +14% e nel 2020 risultano comprese tra il +11% e il +21%.

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 eccettuano la prima classe, dove essa è pari al 40%, e la seconda, dove però si attesta al 49% circa). Prosegue comunque la continua, lenta riduzione di tali valori, avviata dal 2016.

FIG. 1.13 *Variatione nel 2020 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.

L'incidenza degli oneri e delle imposte risulta in leggero e progressivo calo dal 2018 anche in Francia, dove si colloca su valori intorno al 35%, rimanendo inferiore al 30% solo nella prima classe (26,3%). In controtendenza la situazione in Spagna, dove tale incidenza si rivela ancora in aumento, con percentuali tra il 46% e il 47%. L'incidenza media era ancora intorno al 20% nel 2018.

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 maggior peso in termini di energia venduta, include il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente –, il prezzo lordo è diminuito del 5,7%, contro una diminuzione media dell'Area euro dell'1,2% e a fronte di riduzioni più contenute di quella italiana in tutti i principali paesi.

Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi nella predetta classe pagano un prezzo di 21,90 c€/KWh, che corrisponde al 28% in meno delle tedesche, al 3% in meno delle spagnole, ma al 14% in più delle francesi, con un miglioramento relativo rispetto alla posizione assunta in passato nei confronti dei principali paesi.

Prezzi per i clienti industriali

Se il 2019 aveva registrato una frenata alla tendenza 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, il 2020 segna anche per questo comparto un miglioramento della situazione per tutte le classi (Tav. 1.14).

Per la prima volta anche i prezzi per i clienti industriali della penultima classe presentano un differenziale negativo rispetto ai prezzi dell'Area euro (-3% contro il +15% del 2019), mentre l'ultima classe torna al segno meno, anche in misura consistente (-16%) dopo il +6% del 2019. I prezzi italiani per la prima classe¹⁶ restano, invece, più cari del 27%, sia pure in miglioramento rispetto al rimarchevole +41% del 2019. Per le altre tre classi resta un differenziale positivo, che però si riduce in maniera sostenuta (dal +17% al +5%, dal +20% al +8% e dal +15% al +3%).

In termini di prezzi netti, il differenziale tra i prezzi italiani e quelli medi europei, in significativa contrazione, si mantiene però ampiamente positivo (tra il +14% e il +18%), tranne che per la seconda classe IB, dove spicca un -3%, e per la terza classe IC, al +3%. Ancora più sensibile il calo del differenziale positivo con l'Area euro per quanto riguarda la componente oneri e imposte per le prime tre classi, compreso tra il 60% e il 30% nel 2019 e ora tra il 40% e il 15%; per le altre tre classi, dove invece il differenziale è negativo, si è assistito a un deciso ampliamento del vantaggio relativo (-30% per la classe IE e -61% per la classe IF, contro il -3% e il -36% del 2019).

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%).

Se le dinamiche del 2019 erano da ascrivere ai maggiori aumenti dei prezzi netti italiani rispetto a quelli che avevano interessato l'Area euro e ad aumenti ancora più consistenti della componente oneri e imposte, di contro nel 2020 sono i prezzi netti italiani a contrarsi in maniera più spiccata rispetto all'Area euro, con diminuzioni ancora maggiori della componente fiscale. In particolare, per le classi a maggiori volumi di consumo le contrazioni dei prezzi netti hanno toccato il -11% e il -17,5% circa, mentre nell'Area euro le prime classi sono in leggero aumento (intorno all'1%) e le altre in riduzione (tra il -2,2% della classe ID e il -8% circa della IF). Anche con riferimento alla componente fiscale, i cali sono stati considerevoli, rispettivamente del -20% e del -33% nelle ultime due classi, a fronte, invece, di aumenti nell'Area euro intorno al +10%. Nell'Area euro si è verificato un aumento delle imposte rispetto all'anno precedente in tutte le classi (tranne nella IA, diminuita dell'1,4%), con una crescita intorno al 5% nelle classi centrali, inferiore a quella del 2019.

L'incidenza della componente oneri e imposte è in leggera diminuzione in Italia (dove si colloca intorno al 50% per le prime classi), mentre aumenta nella media dell'Area euro (dove assume valori poco sopra al 45%). Continuano a rilevarsi per l'Italia, in misura ancora più accentuata, i minori valori per le ultime due classi, rispettivamente 32% e 20%, contro incidenze del 44% e del 43% per le equivalenti classi nell'Area euro.

16 Con consumi inferiori a 20 MWh/anno.

In esito a tali dinamiche, nel 2020 i prezzi lordi italiani per i clienti industriali risultano in diminuzione rispetto ai valori dell'anno precedente, con punte del 20% circa per l'ultima classe, a scendere fino al 7% della terza classe. Nell'Area euro, i valori sono oscillati tra il -0,7% e il 2,7%.

TAV. 1.14 *Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nel 2020 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)*

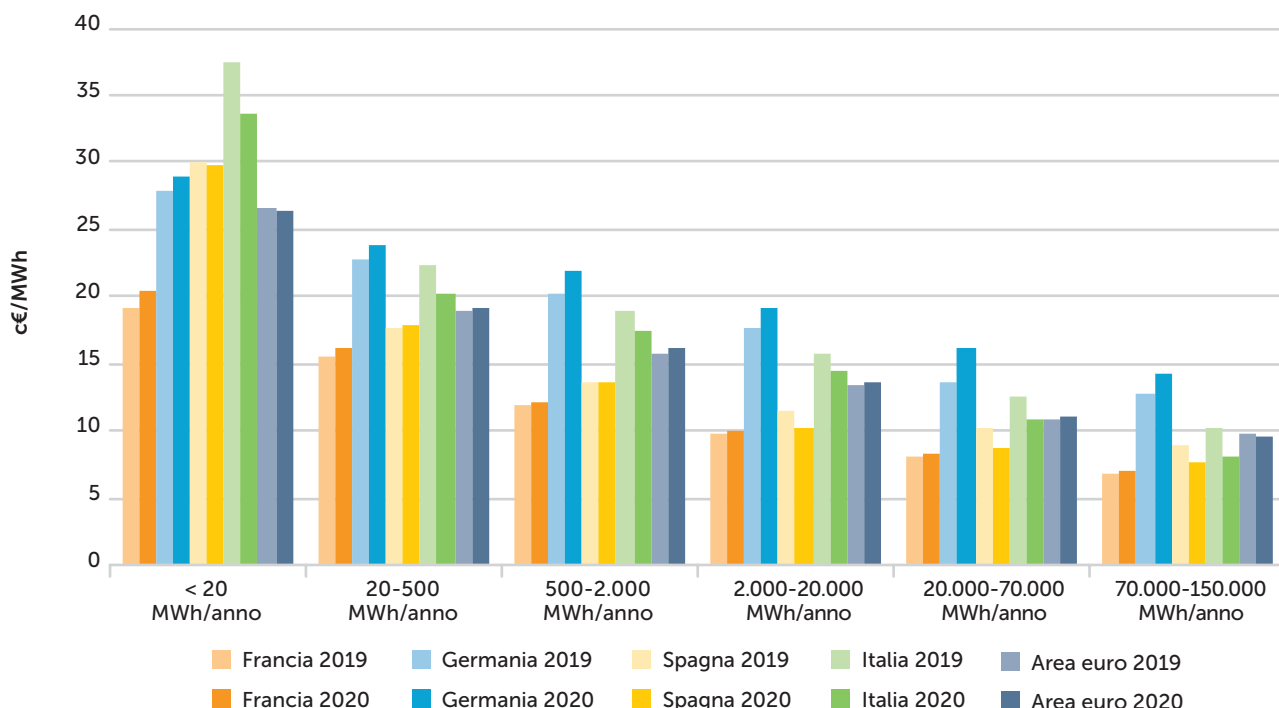
PAESI	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,63	19,60	10,36	16,19	8,74	14,25	7,26	11,97	6,62	10,83	6,02	9,89
Belgio	17,90	27,08	11,18	18,47	8,03	14,17	7,16	11,93	5,62	9,22	5,21	7,71
Bulgaria	10,14	12,29	9,34	11,34	8,19	9,95	7,75	9,43	7,18	8,74	6,37	7,77
Cipro	13,73	19,54	12,44	17,95	11,37	16,57	10,95	15,86	10,54	15,00	5,05	7,49
Cechia	18,03	24,19	12,43	17,08	7,15	10,21	7,16	9,86	6,85	9,23	6,31	8,48
Croazia	12,83	16,15	10,66	13,69	8,88	11,68	8,07	10,67	7,34	9,64	6,11	7,50
Danimarca	9,73	28,59	7,94	25,73	5,78	23,01	5,97	23,23	5,03	22,05	4,76	21,72
Estonia	9,96	13,59	7,80	10,99	7,13	10,18	6,19	9,04	5,42	8,09	5,39	8,12
Finlandia	9,27	12,37	8,17	10,99	6,57	9,02	6,16	8,51	4,66	6,65	4,38	6,30
Francia	13,65	20,46	10,50	16,09	8,01	12,04	6,87	9,90	6,12	8,29	5,41	7,01
Germania	13,58	29,00	10,04	23,91	8,67	21,81	7,19	19,11	5,67	16,10	4,62	14,25
Grecia	12,79	17,81	10,50	15,14	8,16	11,32	7,21	9,71	6,99	8,49	n.d.	n.d.
Irlanda	20,19	25,83	15,71	18,88	13,29	15,90	10,19	12,04	9,04	10,41	8,09	9,61
Italia	16,86	33,63	9,85	20,25	8,67	17,46	8,25	14,53	7,40	10,82	6,48	8,10
Lettonia	14,86	23,17	10,32	15,51	8,26	12,61	6,81	10,49	5,79	9,20	4,92	8,14
Lituania	13,15	17,11	9,99	13,42	8,86	11,92	7,39	10,26	6,82	9,41	6,83	9,44
Lussemburgo	12,66	17,69	10,00	12,68	8,28	10,15	6,02	7,13	4,58	5,17	n.d.	n.d.
Malta	23,95	25,30	15,03	15,94	13,30	14,12	11,69	12,43	10,32	10,99	10,11	10,77
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	8,15	15,98	6,89	12,72	6,36	11,86	6,03	8,23	5,97	7,67
Polonia	13,43	20,46	10,25	16,08	7,92	13,31	7,03	11,95	6,33	10,86	5,37	9,82
Portogallo	12,93	23,48	9,97	17,31	7,88	13,63	7,21	12,41	6,05	10,28	5,32	9,00
Romania	10,95	15,11	10,07	14,06	8,69	12,39	8,07	11,61	7,35	10,60	7,24	10,34
Slovacchia	18,79	26,67	12,00	18,53	9,75	15,82	8,96	14,88	7,84	13,53	6,62	12,07
Slovenia	11,67	17,72	9,82	14,11	8,10	11,96	7,33	10,45	6,49	8,90	5,89	8,01
Spagna	17,03	29,86	10,00	17,79	8,34	13,62	6,51	10,17	6,11	8,67	5,37	7,64
Svezia	14,12	17,48	7,24	10,61	6,12	9,49	5,48	8,85	4,83	8,20	4,50	7,87
Ungheria	n.d.	16,31	10,17	14,20	8,41	11,97	7,72	11,09	6,74	9,85	6,38	9,38
Unione europea	14,40	24,95	10,04	18,32	8,20	15,30	7,16	13,17	6,26	11,01	5,51	9,68
Area euro	14,68	26,43	10,15	19,22	8,40	16,10	7,23	13,64	6,28	11,15	5,49	9,66
Norvegia	4,33	7,47	4,07	6,25	4,05	6,19	3,03	4,91	2,28	3,98	1,53	1,91

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.14), i prezzi medi italiani al lordo degli oneri e delle imposte continuano, come ormai da anni, a non essere quelli più elevati. I consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese seguitano, infatti, a pagare prezzi più convenienti rispetto agli omologhi tedeschi, con differenziali negativi che si ampliano significativamente rispetto al 2019, fino al -33% e -43% per le classi IE e IF (erano -8% e -20% nel 2019).

In riduzione i forti differenziali positivi con la Francia, che arrivano al +16% per la classe a maggiori volumi (era al +50% nel 2019). Differenziali in calo anche con la Spagna, ma non per tutte le classi: per la ID e IE, infatti, si registra un leggero peggioramento, rispettivamente da +38% a +43% e da +24% a +25% tra il 2019 e il 2020.

FIG. 1.14 Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

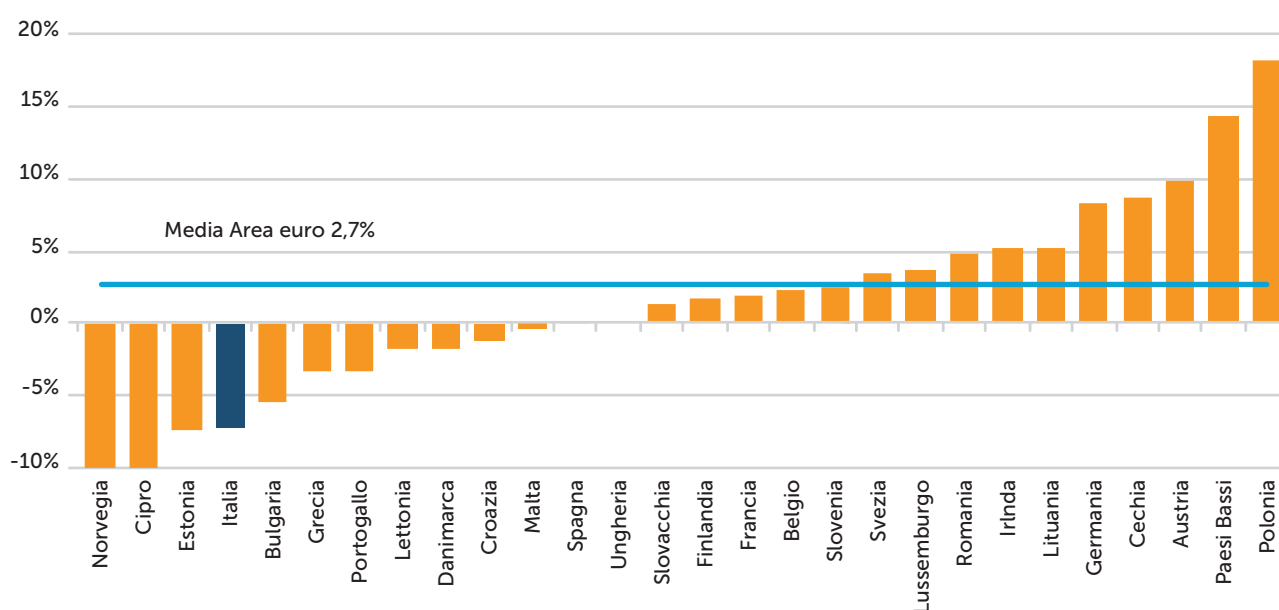
Guardando ai prezzi netti, per le ultime tre classi si riscontra però un differenziale positivo nei prezzi, che è in media di poco superiore al 20% e assume i valori maggiori per le ultime due classi, rispetto alla Germania (+30% e +40%). Situazione più diversificata per le prime tre classi, con prezzi netti che diventano, sia pure di poco, più vantaggiosi in Italia rispetto ai tre paesi considerati per la seconda classe e in Spagna per la prima classe.

Con riferimento alla classe di consumo IC (con consumi tra 500 e 2.000 MWh/anno), tra le più rappresentative per il nostro Paese (15% dell'energia fatturata in totale), i prezzi italiani sono pari a 17,46 c€/kWh, in diminuzione del 7,3% rispetto all'anno precedente: rispetto alla media dell'Area euro essi si attestano a +8% (era +20% nel 2019). Nel 2020 il prezzo lordo per la classe di consumo in analisi ha segnato nell'Area euro un incremento del 2,7% (Fig. 1.15). Il divario positivo è diminuito con la Francia (+45%, era +59% nel 2019), ma anche con la Spagna (+28%, contro il precedente +38%). Il differenziale negativo con la Germania si è ampliato, invece, dal -6% al -20%.

In termini di prezzi netti, per la predetta classe i differenziali con gli altri paesi non sempre rispecchiano quelli sui prezzi finali, comprensivi delle imposte: i prezzi netti italiani, infatti, hanno annullato il differenziale positivo con la Germania (era del +20% nel 2019), mentre rimane positivo, pur riducendosi, quello con Francia (+8%) e Spagna (+4%).

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si è assistito a una diminuzione per la classe considerata (-7%). Il valore della componente resta secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è ora inferiore del 33% (mentre era del -23% più basso nel 2019). In termini di incidenza fiscale sul prezzo finale, l'Italia si colloca al 50%, non troppo distante dalla media dell'Area euro al 48%, con la Germania che, invece, ha valori di poco superiori al 60%.

FIG. 1.15 *Variatione nel 2020 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.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Anche nel 2020 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 consumo¹⁷, in particolare, si è registrata una lieve diminuzione dei prezzi lordi, ma non sufficiente a modificare in modo sostanziale il posizionamento relativo conseguito nel corso del 2019, quando, per la prima volta, si era verificato un differenziale positivo rispetto all'Area euro, pari al +10%, che passa ora al +7%. In passato, tale classe era sempre risultata più conveniente sia al lordo, sia al netto degli oneri e delle imposte, anche se per differenziali negativi contenuti.

¹⁷ Con consumi inferiori a 520 m³/anno, perlopiù impiegati per uso per cottura e acqua calda.

TAV. 1.15 Prezzi del gas naturale per usi domestici nel 2020 (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	78,66	105,29	50,20	68,94	42,26	59,16
Belgio	57,23	71,99	41,27	52,55	35,20	45,17
Bulgaria	34,51	41,41	32,80	39,36	32,53	39,03
Cechia	93,67	113,46	49,33	59,81	45,30	54,93
Croazia	39,55	49,44	32,41	40,51	30,58	38,23
Danimarca	52,41	106,94	30,16	79,13	28,39	76,91
Estonia	38,36	52,12	32,38	45,08	31,47	43,85
Francia	107,18	137,96	55,36	77,77	41,16	60,18
Germania	66,98	87,76	48,13	64,32	41,58	56,59
Grecia	66,07	71,61	48,45	52,89	47,02	51,56
Irlanda	70,17	84,30	59,59	72,46	54,38	66,74
Italia	100,26	124,54	53,40	85,93	38,78	74,13
Lettonia	79,21	98,73	24,17	31,44	23,99	31,22
Lituania	38,36	49,31	25,89	34,73	24,20	32,59
Lussemburgo	39,90	44,39	36,87	41,14	35,72	39,80
Paesi Bassi	86,88	158,90	43,17	106,01	n.d.	n.d.
Polonia	40,98	51,01	35,79	44,64	37,84	47,50
Portogallo	73,09	100,62	59,47	82,89	55,32	78,78
Romania	29,13	34,67	28,62	34,06	27,13	32,28
Slovacchia	105,89	127,07	41,29	49,55	39,91	47,90
Slovenia	46,50	65,30	42,18	60,03	36,93	53,64
Spagna	85,09	111,49	64,28	84,98	48,00	64,85
Svezia	136,75	186,96	74,02	108,55	63,60	95,53
Ungheria	26,11	33,16	26,10	33,15	26,10	33,15
Unione europea ^(A)	78,57	104,29	47,93	71,01	39,01	61,42
Area euro	84,78	112,90	50,46	75,86	40,04	64,65

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Per le altre due classi a maggiore consumo, tradizionalmente con differenziali positivi, i divari con la media dei prezzi lordi dell'Area euro (Tav. 1.15) sono tuttavia diminuiti rispetto all'anno precedente, come era già accaduto nel 2019: per la classe di consumo D2 (520-5.200 m³/anno)¹⁸, che è anche quella che presenta la quota maggiore

¹⁸ 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.

sul totale dei consumi domestici (71%), il differenziale è stato, infatti, del +13%, contro il +15% registrato nel 2019; per la classe D3 (oltre 5.200 m³/anno, perlopiù riscaldamenti centralizzati) il valore è stato, invece, del +15%, contro il +19% dell'anno precedente.

Anche in termini di prezzi netti il differenziale con l'Area euro è calato per le classi a maggiori consumi: in particolare, per l'ultima classe è diventato negativo (dal +4% al -3%), mentre ha subito una lieve crescita relativamente alla prima (dal +16% al +18%).

In modo analogo, la componente oneri e imposte registra un differenziale positivo in leggero calo per le ultime due classi e una contrazione del differenziale negativo per la prima classe. Un tale esito è il frutto di dinamiche dei prezzi netti che, per l'Italia, hanno visto da un anno all'altro una diminuzione per tutte e tre le classi.

Nella prima classe la diminuzione dei prezzi netti è stata inferiore a quella registrata nell'Area euro (-4,6% contro -6,7%), mentre la componente fiscale ha segnato un aumento dell'8,5%, contro un calo dell'Area euro del -1,8%, comunque non tale da controbilanciare l'effetto del prezzo netto, dato il suo valore assoluto di partenza: il risultato è un calo dei prezzi lordi del -2,3%, tuttavia inferiore a quello dell'Area euro (-5,5%). Per le altre due classi, invece, i prezzi netti sono calati più che nell'Area euro e, al contempo, gli oneri e le imposte sono leggermente diminuiti a fronte di un blando aumento nell'Area euro. Nella seconda classe, in particolare, il calo dei prezzi netti è stato pari al -7,1%, contro una riduzione per l'Area euro del -4,7%, mentre per la terza classe la diminuzione è stata particolarmente sensibile, ovvero pari al -13,5%, contro il -7,6% dell'Area euro. Le leggere riduzioni della componente fiscale sono state inferiori all'1% (rispettivamente -0,3% e -0,7%), mentre gli aumenti nell'Area hanno presentato valori intorno all'1%. I prezzi lordi delle classi D2 e D3 sono, pertanto, calati più in Italia che nell'Area euro (-4,6% e -7,8%, contro -2,9% e -4,4%), con una differenza, confrontabile a quella dell'anno precedente in verso e valore, favorevole al miglioramento del posizionamento relativo del nostro Paese rispetto agli altri.

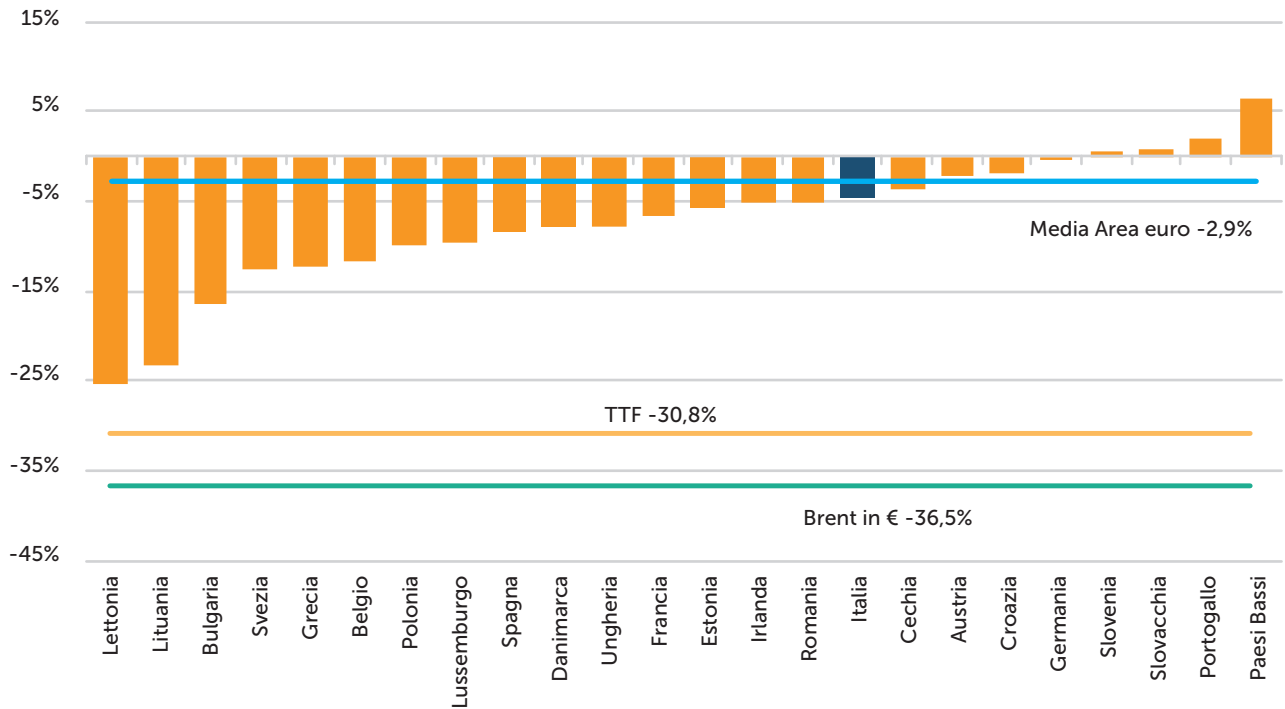
L'incidenza fiscale risulta in aumento sia nel nostro Paese, sia nell'Area euro, mantenendosi sempre più alta per l'Italia (per esempio, nell'ultima classe assume un valore del 47,7%, contro il 38,1% dell'Area euro). La figura 1.16 riporta, a titolo di confronto, la dinamica dei prezzi finali tra il 2019 e il 2020 per la classe intermedia (520-5.200 m³/anno) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF.

La diminuzione del 4,6% per la classe menzionata si confronta con il -2,9% della media dell'Area euro; tali diminuzioni nel settore domestico appaiono nell'insieme contenute a fronte di un prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* in Europa che ha, invece, conosciuto forti contrazioni (-30%).

Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.17), il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo delle imposte, è il più alto, inferiore – come in passato – solo a quello francese. Nella seconda e terza classe di consumi l'Italia mantiene, rispetto a tutti gli altri paesi, il prezzo più elevato, rispettivamente di 85,93 c€/m³ e 74,13 c€/m³, con differenziali in miglioramento nei confronti delle altre nazioni a eccezione della Spagna e limitatamente alla seconda classe (ove il differenziale è passato da -3% a +1%).

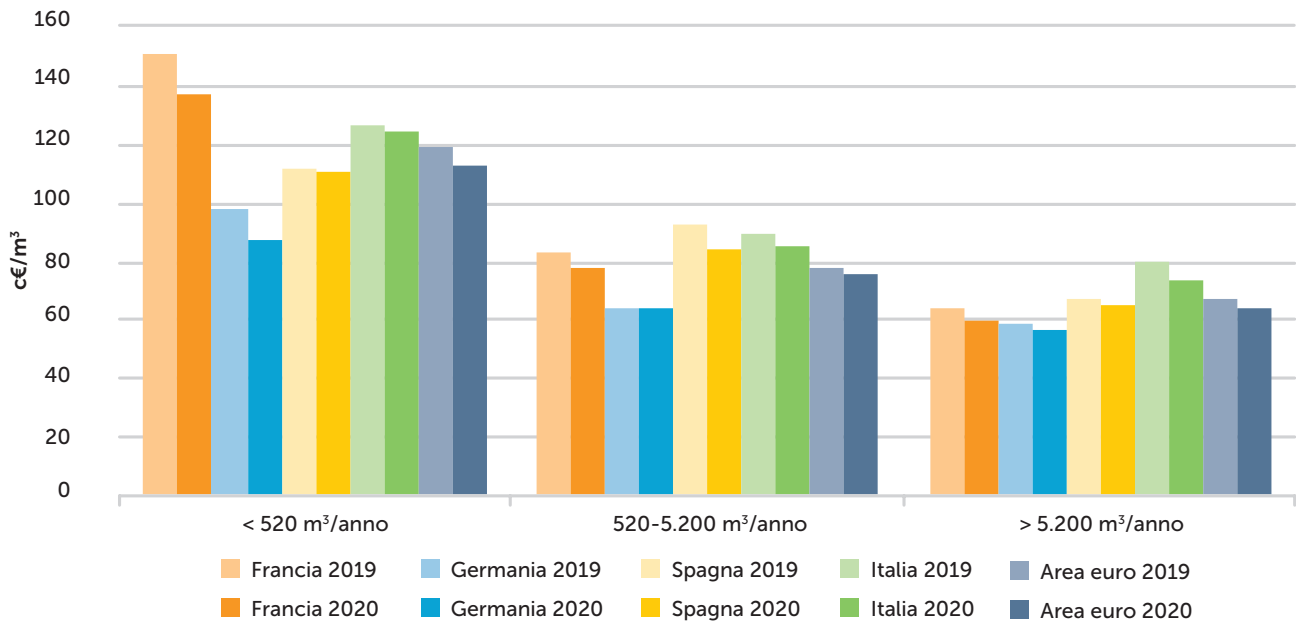
La componente oneri e imposte si conferma più alta nel nostro Paese per le classi a maggiori consumi, mentre assume valori inferiori a quelli di tutti gli altri principali paesi, a eccezione della Germania, per la prima classe.

FIG. 1.16 *Variazione nel 2020 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. 1.17 *Prezzi del gas naturale per usi domestici al lordo delle imposte nei principali paesi europei*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Negli ultimi anni le imprese industriali appartenenti alle tre classi a maggior consumo di gas hanno beneficiato di prezzi lordi più vantaggiosi rispetto a quelli medi dell'Area euro, con differenziali negativi, tuttavia, tendenzialmente in riduzione, almeno fino al 2018, mentre i prezzi per le prime classi erano più alti, con differenziali sostanzialmente stabili (Tav. 1.16).

TAV. 1.16 Prezzi del gas naturale per usi industriali nel 2020 (prezzi 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	43,37	60,35	34,44	49,46	25,49	38,29	18,75	30,04	19,33	30,65
Belgio	37,62	47,96	25,83	33,49	20,30	26,44	16,79	21,64	14,19	17,98
Bulgaria	31,99	39,77	28,41	35,48	21,80	27,47	16,67	20,73	15,72	19,05
Cechia	33,81	42,51	28,44	36,01	25,44	32,38	21,34	27,42	19,01	24,60
Croazia	36,10	47,07	30,68	39,76	27,83	36,33	24,72	31,99	n.d.	n.d.
Danimarca	28,62	77,20	29,85	79,06	19,40	63,92	16,21	59,63	15,97	59,15
Estonia	29,20	41,22	26,36	37,83	24,06	34,33	21,25	29,32	n.d.	n.d.
Finlandia	45,44	80,77	44,67	79,82	33,34	65,75	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	48,49	68,28	38,86	56,42	28,98	42,74	19,57	25,98	13,38	16,36
Germania	40,57	55,16	33,28	46,38	25,87	37,36	20,26	30,68	15,32	24,85
Grecia	41,58	50,36	30,54	37,50	21,88	26,40	18,91	21,83	0,00	0,00
Irlanda	49,61	61,17	36,88	46,74	27,41	34,64	20,93	24,35	n.d.	n.d.
Italia	46,78	73,19	33,75	52,49	25,85	33,80	21,61	25,68	19,62	22,97
Lettonia	32,17	41,08	28,38	36,29	23,60	30,03	19,74	25,70	n.d.	n.d.
Lituania	21,25	30,46	22,62	32,07	19,50	27,32	17,37	24,15	n.d.	n.d.
Lussemburgo	39,69	44,15	37,10	40,81	30,63	33,63	19,43	21,10	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	27,59	87,16	20,32	44,06	17,74	29,11	14,51	22,51
Polonia	41,42	52,22	36,68	46,37	30,11	38,28	23,60	29,98	18,15	22,86
Portogallo	50,41	75,72	36,38	52,35	25,81	34,10	22,63	28,23	19,78	24,40
Romania	34,82	42,42	31,85	38,91	28,13	34,27	22,37	27,36	18,85	22,69
Slovacchia	45,38	56,13	37,69	46,90	31,69	39,71	25,48	32,25	23,25	29,58
Slovenia	40,87	57,68	36,01	51,51	26,76	39,33	23,08	32,00	n.d.	n.d.
Spagna	36,64	48,25	33,42	43,54	25,73	33,34	21,28	27,84	18,76	24,62
Svezia	55,08	82,06	44,54	68,87	30,86	51,77	24,77	44,16	22,25	41,01
Ungheria	28,55	38,41	27,15	36,67	23,94	32,68	19,95	27,54	18,77	25,64
Unione europea ^(A)	41,42	61,60	33,21	50,77	25,73	37,02	20,32	28,16	16,58	23,01
Area euro	42,42	64,04	33,43	52,13	25,53	37,08	20,08	27,80	16,22	22,48

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

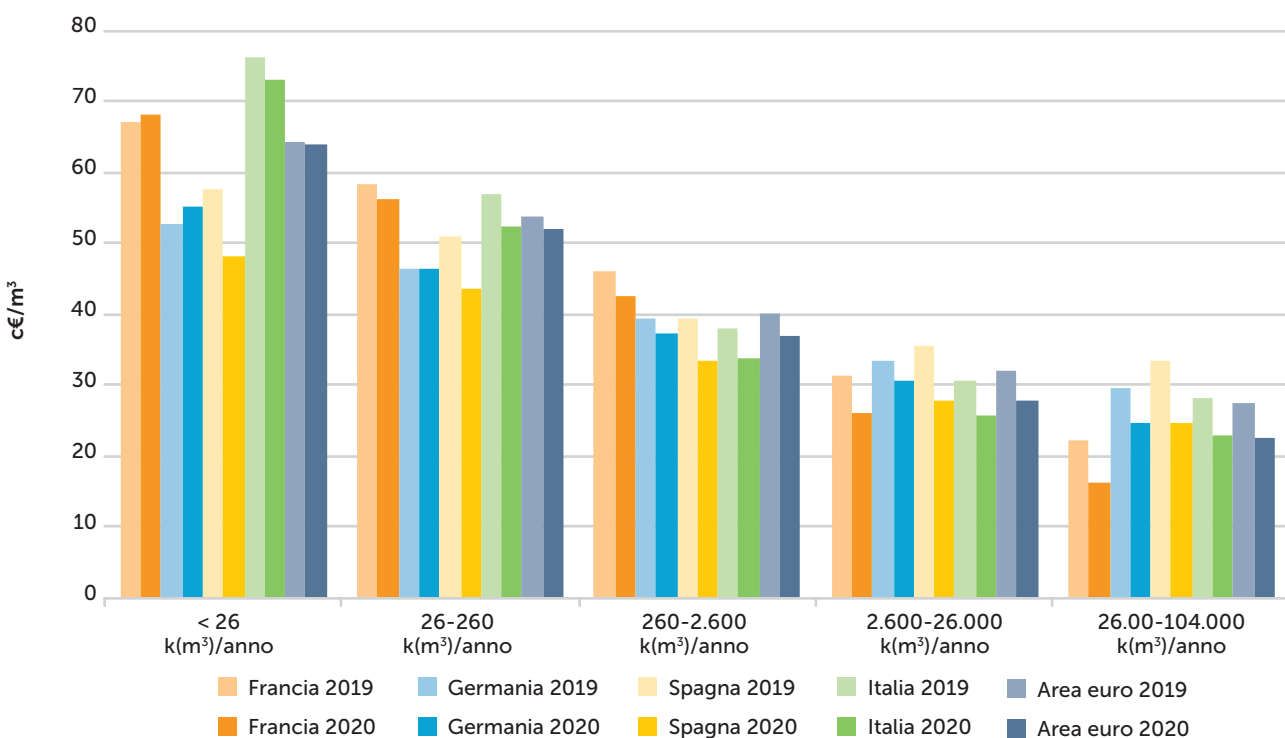
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Rispetto al peggioramento relativo del 2019, la classe a più alti consumi (cioè con consumi annui compresi tra 26 e 104 M(m³)) mantiene un differenziale positivo del +2%, mentre per le due classi precedenti, I3 e I4, torna ad ampliarsi il differenziale negativo (dal -5% del 2019 rispettivamente a -9% e -8%). Anche per le due classi a più bassi consumi (fino a 260.000 m³/anno) si registra un miglioramento, con il differenziale che torna a contrarsi, passando dal +18% al +14% e dal +6% al +1%.

Per quanto riguarda i prezzi netti, i differenziali sono, invece, tutti positivi: in calo quelli delle prime classi, che arrivano al +1% per la seconda e terza classe (rispettivamente dal +6% e dal +4% dell'anno precedente); in aumento, invece, quelli delle due classi a maggiori volumi, trascurabile per la penultima (da +7% a +8%) e di rilievo per l'ultima (da +14% a +21%).

Rispetto al 2019, i prezzi netti italiani hanno subito ribassi più spinti, tranne che per l'ultima classe. Le riduzioni vanno da valori del -5,8% della prima classe a cali via via più ampi fino al -18,2% dell'ultima, a fronte di contrazioni medie nell'Area euro anch'esse progressivamente più ampie con l'aumentare della classe di consumo, dal -2,7% della prima classe al -22,8% dell'ultima.

FIG. 1.18 Prezzi del gas naturale per usi industriali al lordo delle imposte nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Ma è soprattutto in termini di imposizione fiscale che le differenze con gli altri paesi restano particolarmente marcate: le imprese più piccole (consumi < 26.000 m³/anno) pagano imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro (+22%, in calo rispetto al +27% del 2019), mentre nel 2020 la seconda classe azzerò il differenziale positivo (+5% nel 2019). A partire dalla terza classe, oneri e imposte sul cliente industriale italiano si confermano decisamente più bassi, con valori tra il -31% della terza classe e il -47% della penultima¹⁹, tutti ancora più

¹⁹ Consumi compresi tra 2,63 M(m³)/anno e 26,27 M(m³)/anno.

vantaggiosi rispetto al 2019, anche in ragione della loro spiccata degressività. In termini di incidenza fiscale, ciò si risolve in una quota del 36,1% per la prima classe, contro il 14,6% dell'ultima, con valori corrispondenti per l'Area euro rispettivamente del 33,8% e del 27,8%. La struttura e il livello dell'imposizione fiscale contribuiscono, pertanto, a determinare le differenze di prezzo sopra evidenziate con l'Area euro.

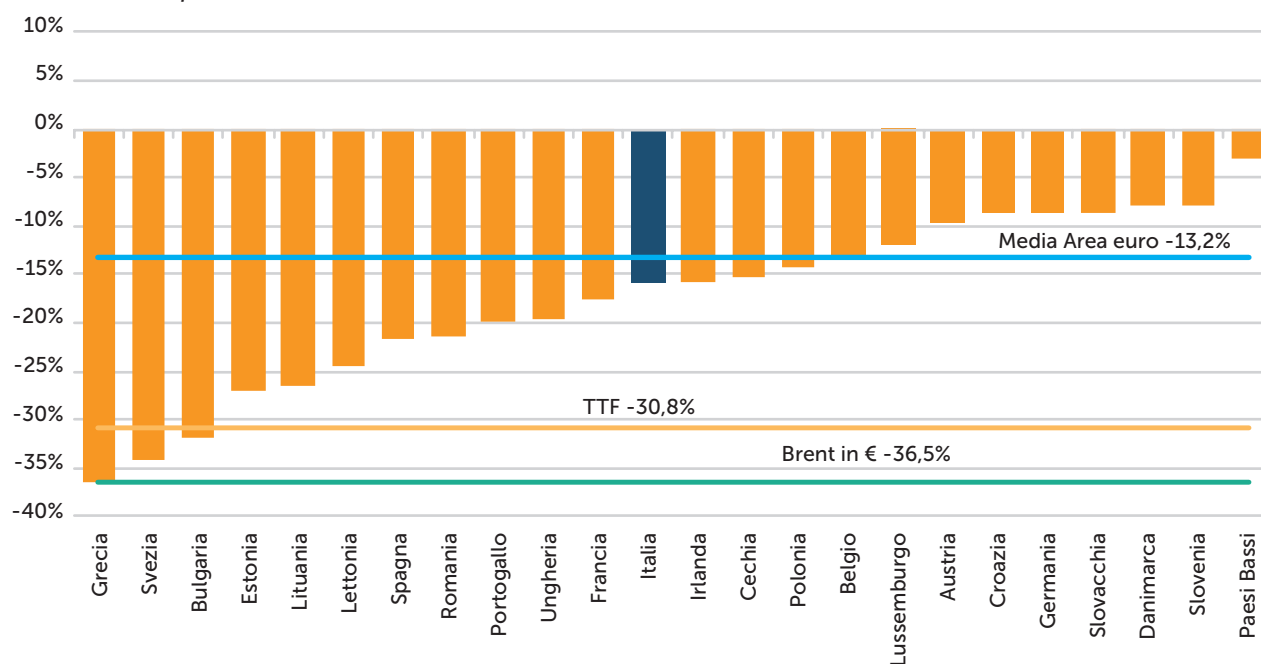
Nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.18) la situazione appare variegata: rispetto alla Germania i prezzi della prime due classi si confermano più elevati, con differenziali positivi però in netto calo (nel confronto tra 2019 e 2020 si passa, rispettivamente, dal +44% al +33% e dal +23% al +13%), mentre per le altre classi risultano prezzi più convenienti per l'Italia, con differenziali negativi in questo caso in ampliamento.

Guardando alla Francia, i prezzi risultano più cari per la prima e per l'ultima classe e più convenienti per le classi intermedie. Al confronto con la Spagna, sono più care le prime due classi (sia pure con forti disparità, +52% per la prima classe e +21% per la seconda), si mantiene sostanzialmente equivalente la terza (+1%), mentre le ultime due si collocano rispettivamente al -8% e al -7%, con differenziali negativi in riduzione.

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 hanno avuto una riduzione del -15,8%, superiore al -13,2% della media dell'Area euro. Nella figura 1.19 sono riportate anche le dinamiche del prezzo del gas alla piattaforma TTF e del Brent (si veda in merito il precedente sottoparagrafo "Mercato internazionale del petrolio"): le ampie variazioni dei prezzi all'ingrosso nel 2020 hanno avuto un parziale riscontro nei prezzi finali.

La diminuzione più marcata si è verificata nella classe a maggiori consumi, che registra un calo del prezzo lordo del -18,2% in Italia, del -26,8% in Francia e del -18,7% nella media dell'Area euro, con la Germania ferma al -15,7%.

FIG. 1.19 *Variazione nel 2020 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 2020

Il PIL italiano, dopo una caduta record nella prima metà dell'anno (-5,5% nel primo trimestre, seguito da un -13% nel secondo trimestre), ha avuto un altrettanto eccezionale rimbalzo nel terzo trimestre (+15,9%), per poi tornare negativo (-1,9%) nel quarto trimestre, a causa di nuove misure di contenimento, divenute necessarie a partire dalla seconda metà del mese di ottobre per la recrudescenza della pandemia di Covid-19, che hanno depresso i consumi delle famiglie e gli investimenti delle imprese, seppure in misura meno rilevante rispetto a quanto era accaduto nei mesi primaverili. Dal lato dell'offerta, ne hanno sofferto numerosi comparti dei servizi, specie quelli legati al turismo (servizi ricettivi e ristorazione) e ai servizi ricreativi, che per molti mesi dell'anno sono stati di fatto bloccati, ma anche molti settori dell'industria. Secondo le stime ufficiali dell'Istat, il 2020 si è chiuso con una caduta del PIL pari all'8,9% in termini reali e al 7,8% in termini nominali.

Dopo una prima metà del 2020 fortemente negativa, nel terzo trimestre il recupero delle esportazioni italiane di beni e servizi è stato cospicuo e superiore a quello del commercio mondiale. Poi, nel quarto trimestre dell'anno, le esportazioni italiane di beni sono cresciute in linea con il commercio mondiale, tornando su livelli di poco inferiori a quelli precedenti la pandemia. Secondo i valori pubblicati dall'Istat, le esportazioni di beni e servizi nell'intero 2020 hanno registrato una caduta in termini reali del 13,8%. La spesa per consumi finali delle famiglie è diminuita, sempre in termini reali, del 10,7%, mentre quella delle amministrazioni pubbliche ha registrato un leggero incremento, pari all'1,6%. Gli investimenti fissi lordi sono diminuiti del 9,1%.

Nel 2020 il valore aggiunto (a valori concatenati con anno di riferimento 2015) del totale delle attività economiche è diminuito dell'8,6%. Si osserva che il calo ha interessato in misura significativa tutti i comparti: -6% per l'agricoltura, -9,7% per l'industria estrattiva, -11,4% per l'industria manifatturiera, -6,3% per le costruzioni e -8,1% per i servizi. I settori regolati dall'Autorità non fanno eccezione: rispetto al 2019 il valore aggiunto della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata ha subito una riduzione dell'8,6%, mentre quello della fornitura di acqua, reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento ha registrato un calo del 10,9%.

La produzione industriale (escluse le costruzioni) è diminuita dell'11% rispetto al 2019, riportando il peggior dato dalla crisi del 2009. Guardando ai dati destagionalizzati, si osserva come i cali produttivi abbiano riguardato tutti i settori, senza eccezioni. Le diminuzioni più importanti si sono registrate a carico delle industrie tessili, dell'abbigliamento, di pelli e accessori (-28,5%), dei mezzi di trasporto (-19%), della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (-15,4%) e della fabbricazione di macchinari e attrezzature non altrimenti classificate (-13,9%). Riduzioni molto importanti hanno interessato anche i settori tradizionalmente *gas intensive* come: metallurgia e fabbricazione di prodotti in metallo esclusi (-12%), fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche e di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (-9%), industria dei prodotti in legno e carta, stampa (-10,2%).

Fra i servizi, scesi nel complesso dell'8,1%, il variegato comparto del commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli, motocicli, trasporto, magazzinaggio, servizi di alloggio e ristorazione ha contratto il suo valore aggiunto del 16%.

In particolare, i servizi di alloggio e ristorazione sprofondano di oltre il 40%, quelli di trasporto e magazzinaggio del 17%. Il crollo del valore aggiunto dei servizi di alloggio e ristorazione, ma anche dei trasporti, misura indirettamente anche la sofferenza del settore turistico italiano, uno dei più importanti dell'economia nazionale e quello più esposto agli effetti della pandemia. Vanno male anche le attività artistiche, di intrattenimento e divertimento, cadute del 27,2%.

Dati i tassi di variazione negativi a due cifre, quali quelli descritti per l'andamento del PIL e del valore aggiunto e della produzione industriale, si comprende come nel 2020 l'andamento della domanda di energia sia stato determinato dalle variabili economiche più che dai fattori climatici. Il loro impatto sulla domanda di energia è mutato in corso d'anno fornendo spinte non sempre dello stesso segno.

Infatti, secondo l'Enea (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile)²⁰, nel 2020 i gradi giorno di riscaldamento (*Heating Degree Day* – HDD) sono diminuiti di oltre il 3% rispetto al 2019, fornendo dunque un impulso alla riduzione dei consumi per il riscaldamento, in particolare nel corso del primo trimestre, grazie a temperature mediamente più miti in gennaio e in febbraio rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente, mentre in marzo si è avuto un clima più rigido rispetto al 2019. Anche nel secondo trimestre le temperature più calde, specialmente nel mese di maggio, hanno favorito la riduzione dei consumi termici. Nel mese di luglio, invece, si sono registrate temperature mediamente meno elevate del 2019, pertanto si è avuta una minore esigenza di raffrescamento. Solo nell'ultimo trimestre dell'anno, il clima più rigido rispetto al 2019 ha sostenuto i consumi di gas per riscaldamento, contribuendo a mitigare il calo nella domanda che sarebbe derivato dagli andamenti industriali descritti e dal minor ricorso al gas nella generazione termoelettrica.

Domanda e offerta di energia in Italia

La pesante recessione dell'economia italiana del 2020, dovuta ai *lockdown* produttivi e commerciali provocati dalla pandemia di Covid-19, ha determinato anche un conseguente e più che prevedibile crollo dei consumi di energia.

La forte contrazione dei consumi di energia in Italia nel 2020 (ma anche in gran parte del 2021) ha accelerato il processo di lento calo innescato ormai da anni dal minor peso dell'industria e dalla terziarizzazione dell'economia, dall'efficienza energetica e dalla bassa crescita economica.

Il consumo interno lordo di energia è sceso di oltre il 9%: da 155 mln tep nel 2019 a 141 mln tep nel 2020. Dato che la caduta dei consumi di energia è stata leggermente superiore alla contrazione del PIL, l'intensità energetica ha continuato il suo *trend* di lungo termine di continua contrazione con una flessione dello 0,4%. Si tratta, tuttavia, di un calo inferiore a quello dei precedenti due anni e soprattutto distante da quello che sarebbe necessario in base agli ambiziosi obiettivi di efficientamento del sistema entro il 2030.

Guardando ai singoli comparti, il settore industriale ha registrato un calo dei consumi energetici complessivi del 5%, mentre la contrazione più significativa si è verificata nel settore dei trasporti (-16%); considerevole pure la

²⁰ Enea, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, n. 1/2021.

riduzione dei consumi del settore dei servizi (-9%), mentre il settore residenziale si è attestato al -2%, per effetto delle minori esigenze per raffrescamento e riscaldamento per fattori climatici, controbilanciate dai maggiori consumi della popolazione costretta nelle proprie abitazioni per effetto del *lockdown*.

Con riguardo alle singole fonti, nel 2020 il contributo più pesante in una situazione che non ha avuto tempi brevi di risoluzione è stato pagato dal carbone, che, fra l'altro, stava già subendo forti restrizioni della domanda, a causa della politica di decarbonizzazione da tempo in atto in Italia: la caduta dei combustibili solidi, infatti, è stata del 27%, fino a 4,7 mln tep. Ha mantenuto invece posizioni il gas naturale, il cui calo è stato contenuto al 4,4%, a 58,2 mln tep. Infatti, pur risentendo anch'esso della recessione economica, ha tratto vantaggio dalla sostituzione del carbone nella generazione elettrica, dalla sostanziale tenuta nel settore industriale (-2,2%) e da un calo nel settore residenziale limitato al -2,8%.

Severo, invece, è stato il decremento dei consumi petroliferi: -16,7% a 45 mln tep, per il calo dei consumi non solo privati, ma anche del trasporto merci e dei trasporti collettivi su gomma. Il calo maggiore riguarda il cherosene usato per il trasporto aereo, che anche nella prima parte del 2021 rimane molto basso. Riguardo alla domanda degli automobilisti privati, è stata l'impossibilità di viaggiare liberamente, per restrizioni e divieti negli spazi e nei tempi degli spostamenti, a fare crollare la domanda di carburanti. Sul fronte dei trasporti collettivi, ha prevalso la questione della sicurezza sanitaria e l'impossibilità per i mezzi pubblici su ruote di viaggiare a pieno carico di passeggeri (per le regole di distanziamento); questo, ovviamente, ha comportato anche minori consumi specifici, dato il minore peso trasportato dai mezzi pubblici.

I consumi del trasporto merci hanno, invece, ricevuto supporto dagli acquisti online, accelerati considerevolmente nel corso del 2020: in tal modo è stato sostenuto il trasporto pesante, medio e leggero su strada. Inoltre, le necessità di trasporto di molti beni e servizi essenziali (alimentari, ambulanze, forza pubblica) ha alleggerito il crollo della domanda di gasolio per autotrazione. Tuttavia, la chiusura di diverse fabbriche e l'accesso alla cassa integrazione per tanti lavoratori hanno bloccato gran parte delle consegne di materie prime, semilavorati e prodotti all'industria manifatturiera e spostamenti verso il luogo di lavoro, riducendo così il consumo dei veicoli commerciali, industriali e delle auto dei lavoratori. La componente turistica del consumo di carburanti (ma anche di gas naturale ed elettricità) è, invece, in gran parte venuta meno: contributo mancato da un settore che genera direttamente il 5% del PIL, arrivando al 13% se si considera anche l'indotto. Ne sono stati colpiti tanto i trasporti da turismo interni quanto quelli provenienti dall'estero.

Le fonti energetiche rinnovabili (FER) sono rimaste sostanzialmente stabili, grazie a sostegni di politica energetica e alle priorità legali di cui si avvantaggiano, mentre risulta un calo di quasi il 6% del consumo interno di energia elettrica. La stabilità delle FER, in parallelo al crollo generale della domanda energetica, ha fatto salire la loro incidenza sui consumi lordi totali dal 19% del 2019 al 20,6% del 2020.

TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2019 e nel 2020 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI		TOTALE	COMBU- STIBILI SOLIDI	PETROLIO E PRODOTTI PETRO- LIFERI	GAS NATURALE	RINNOVA- BILI E BIO- LIQUIDI	RIFIUTI NON RINNO- VABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELET- TRICA
2019									
+	Produzione	36.910	0	4.708	3.931	27.088	1.182	0	0
+	Saldo importazioni	151.903	6.587	80.593	58.203	2.739	0	0	3.781
-	Saldo esportazioni	29.411	201	28.156	267	287	0	0	502
+	Variazione delle scorte	-1.315	94	-462	-918	-28	0	0	0
=	Disponibilità energetica lorda	158.086	6.480	56.683	60.949	29.512	1.182	0	3.280
-	Bunkeraggi marittimi internazionali	2.654	0	2.654	0	0	0	0	0
=	Consumo interno lordo	155.433	6.480	54.029	60.949	29.512	1.182	0	3.280
-	Aviazione internazionale	3.969	0	3.969	0	0	0	0	0
=	Consumo interno	151.464	6.480	50.061	60.949	29.512	1.182	0	3.280
Ingressi in trasformazione		138.580	7.830	84.318	25.438	19.883	899	0	212
Uscite dalla trasformazione		115.340	1.965	81.256	41	1.283	0	5.527	25.267
Settore Energia		7.635	57	3.033	1.533	0	0	1.312	1.700
Perdite di distribuzione		1.926	0	0	333	0	0	60	1.532
Disponibile per consumo finale		118.663	559	43.965	33.686	10.912	284	4.155	25.102
Consumo finale non energetico		7.040	41	6.356	643	0	0	0	0
Consumo finale energetico		113.119	704	38.920	33.043	10.912	284	4.155	25.102
+	Industria	24.928	704	1.756	8.541	424	284	2.942	10.278
+	Trasporti	35.861	0	32.445	1.147	1.276	0	0	992
+	Altri settori	52.330	0	4.719	23.355	9.213	0	1.213	13.831
	+ Servizi	18.192	0	521	7.086	2.618	0	296	7.671
	+ Residenziale	31.138	0	1.976	16.127	6.509	0	888	5.640
	+ Agricoltura	2.719	0	2.009	142	53	0	14	502
	+ Pesca	209	0	158	0	33	0	0	18
	+ Altri settori	70	0	56	0	0	0	15	0
Differenze statistiche		-1.497	-186	-1.310	0	0	0	0	0

(segue)

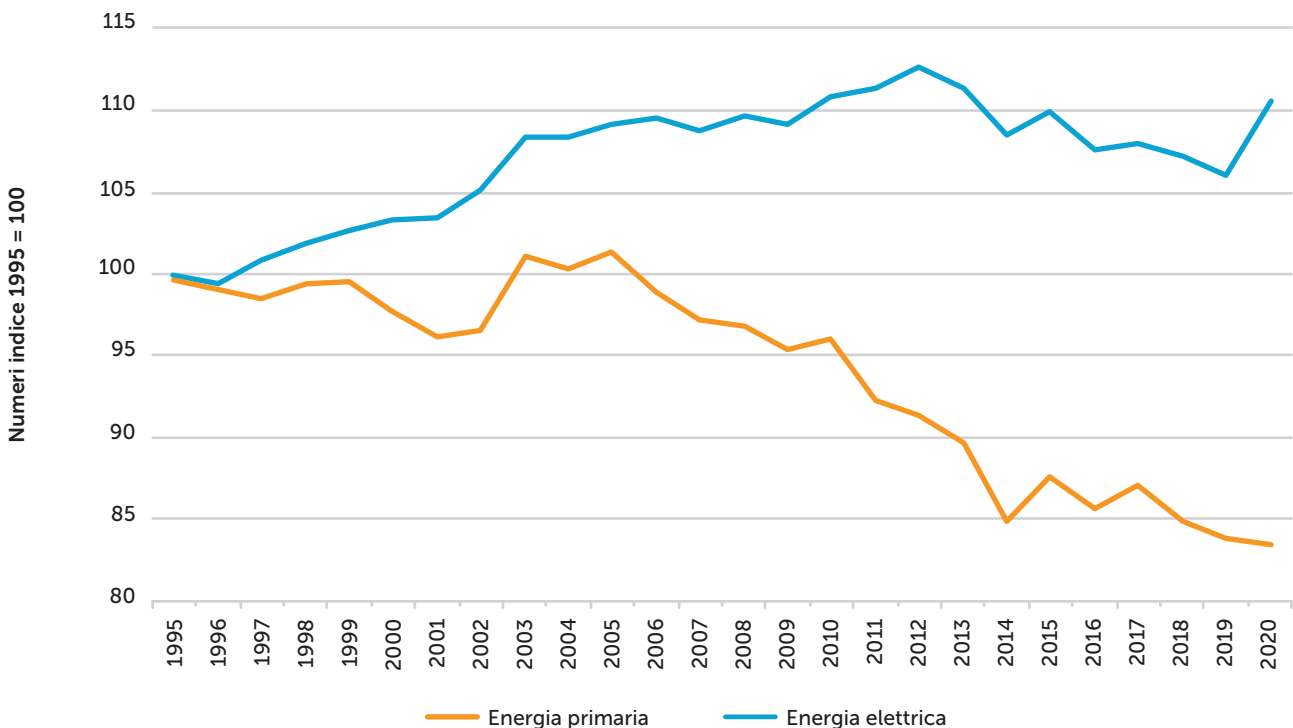
DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI		TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E PRODOTTI PETROLIFERI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLICUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2020									
+	Produzione	37.258	0	5.811	3.287	26.985	1.175	0	0
+	Saldo importazioni	130.689	4.636	65.562	54.376	2.694	0	0	3.421
-	Saldo esportazioni	25.264	216	23.645	258	492	0	0	652
+	Variazione delle scorte	869	327	-180	881	-159	0	0	0
=	Disponibilità energetica lorda	143.552	4.747	47.549	58.286	29.027	1.175	0	2.769
-	Bunkeraggi marittimi internazionali	2.519	0	2.519	0	0	0	0	0
=	Consumo interno lordo	141.033	4.747	45.030	58.286	29.027	1.175	0	2.769
-	Aviazione internazionale	1.621	0	1.621	0	0	0	0	0
=	Consumo interno	139.412	4.747	43.409	58.286	29.027	1.175	0	2.769
Ingressi in trasformazione		123.431	5.751	71.970	24.642	19.934	914	0	220
Uscite dalla trasformazione		100.074	1.627	67.419	81	1.270	0	5.474	24.204
Settore Energia		7.253	50	2.803	1.489	0	0	1.299	1.612
Perdite di distribuzione		1.806	0	0	224	0	0	60	1.522
Disponibile per consumo finale		106.996	573	36.055	32.012	10.364	260	4.115	23.618
Consumo finale non energetico		4.959	41	4.264	653	0	0	0	0
Consumo finale energetico		103.604	621	33.268	31.358	10.364	260	4.115	23.618
+	Industria	23.572	621	1.568	8.352	392	260	2.914	9.464
+	Trasporti	30.223	0	27.099	967	1.263	0	0	893
+	Altri settori	49.809	0	4.601	22.039	8.709	0	1.200	13.261
+	Servizi	16.484	0	507	6.228	2.474	0	293	6.981
+	Residenziale	30.364	0	1.883	15.680	6.152	0	879	5.770
+	Agricoltura	2.701	0	2.015	130	50	0	14	492
+	Pesca	207	0	158	0	31	0	0	18
+	Altri settori	53	0	38	0	0	0	14	0
Differenze statistiche		-1.566	-89	-1.477	0	0	0	0	0

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

L'energia elettrica ha, invece, registrato non solo il sensibile calo della domanda industriale (che ha portato a una diminuzione dei consumi elettrici del -7,9%), ma soprattutto il crollo delle attività terziarie (dove i consumi elettrici si sono ridotti del -9%), nonché quello di diversi servizi pubblici essenziali, quali per esempio la pubblica istruzione

e altri uffici pubblici, dove è stato largamente adottato il lavoro da casa. Lo stesso è accaduto per molte aziende in grado di gestire ed effettuare il lavoro a distanza, soprattutto nel periodo dei blocchi più intensi. La maggiore propensione al contenimento dei consumi elettrici all'interno delle proprie abitazioni da parte dei lavoratori a distanza, l'assenza di determinati apparecchi elettrici aziendali da ufficio nelle abitazioni stesse, nonché il calo dei servizi di pulizia conseguenti alle chiusure o aperture solo parziali, hanno determinato una compensazione soltanto contenuta dei consumi elettrici aziendali in calo con quelli domestici in aumento (+2,3%).

FIG. 1.20 Intensità energetica del PIL dal 1995

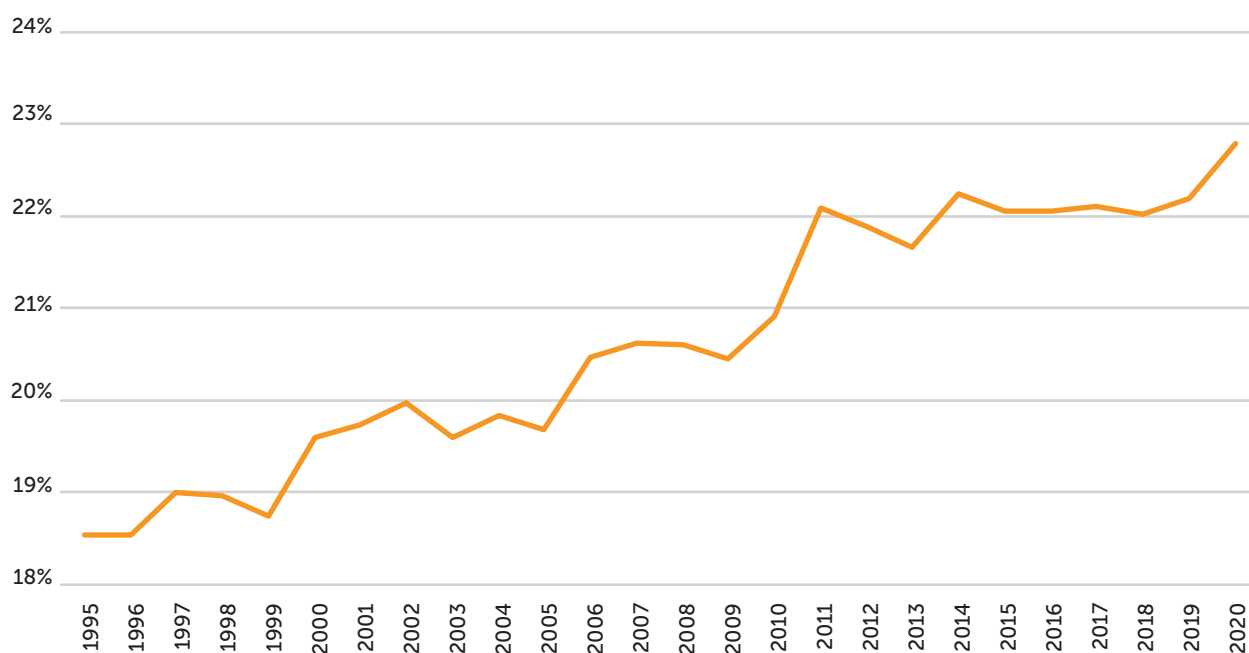


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

Il calo dei consumi elettrici di molto inferiore a quello del PIL ha determinato un repentino aumento dell'intensità elettrica del 4%, ritornata ai valori del 2013, con un'inversione del *trend* di calo che durava dai primi anni 2000. Si tratta probabilmente di un momentaneo cambiamento, dovuto proprio ai consumi elettrici nelle abitazioni durante la pandemia. Tuttavia, allo stesso tempo, è indicativo di come la futura forte elettrificazione dei consumi finali debba accompagnarsi anche a maggiori consumi elettrici e a una crescita dell'intensità elettrica. La penetrazione elettrica sui consumi finali di energia è giunta a un nuovo massimo prossimo al 23%.

La stabilità delle energie rinnovabili e la riduzione delle importazioni di tutte le fonti energetiche hanno determinato una dipendenza dalle importazioni dall'estero solo in leggerissima diminuzione, da poco più del 75% del 2019 al 74% del 2020.

Nell'anno precedente la pandemia, ossia il 2019, le entrate fiscali dello Stato provenienti dai soli settori di energia, trasporti e per inquinamento ammontavano a 58,7 miliardi di euro, ossia il 12,4% delle entrate tributarie 2019 (471,6 miliardi di euro). La contrazione dei consumi di energia del 9% e il crollo dei prezzi delle materie prime sono, pertanto, destinati a peggiorare i conti dello Stato.

FIG. 1.21 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

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

Sistemi idrici in Europa

Valutazione dell'*acquis* comunitario nel settore idrico da parte della Commissione europea (2021)

Il 5 giugno 2020 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea il regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua. Il regolamento, che si applicherà dal 26 giugno 2023, promuove un utilizzo sostenibile dell'acqua, così come già delineato dalla direttiva quadro sulle acque (direttiva 2000/60/CE), introducendo una disciplina armonizzata per la gestione e il controllo dei rischi sanitari e ambientali. Basandosi sul piano d'azione sull'economia circolare, il regolamento mira a incentivare la tutela delle risorse idriche attraverso il prolungamento del ciclo di vita dell'acqua, mediante il riutilizzo di quella già estratta, in modo da rispondere alla crescente pressione dei cambiamenti climatici e dell'antropizzazione, identificati come alcune delle cause principali dei fenomeni naturali connessi alla scarsità di acqua.

Il 10 settembre 2020 la Commissione europea ha pubblicato la decima Relazione sullo stato di applicazione e i programmi per l'applicazione (a norma dell'art. 17 della direttiva 91/271/CEE del Consiglio concernente il trattamento delle acque reflue urbane).

La direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane è uno degli strumenti necessari ad avvicinare l'UE all'obiettivo della neutralità climatica annunciato nel *Green Deal* europeo del 2019²¹. Il settore delle acque reflue può contribuire all'economia circolare, attraverso il riutilizzo dei fanghi di depurazione e delle acque reflue trattate, la produzione di energia rinnovabile e il riciclaggio dei nutrienti. A tal fine, la direttiva disciplina la raccolta e il trattamento efficaci delle acque reflue urbane, con l'obiettivo di migliorare lo stato dei corpi idrici, aumentare la resilienza degli ecosistemi e proteggere la biodiversità.

Nel 2020 – come detto – la Commissione ha predisposto la decima Relazione biennale sull'applicazione della direttiva da parte degli stati membri, analizzando i dati forniti sino al 2016. Da tale Relazione emerge che, nonostante il miglioramento registrato nella raccolta e nel trattamento delle acque reflue urbane, non si è ancora raggiunta piena conformità in tutta l'UE.

Nello specifico, nel 2016 l'UE ha raggiunto elevati tassi di conformità in riferimento agli artt. 3, 4 e 5 della direttiva:

- 95% per la raccolta attraverso reti fognarie e sistemi individuali o altri sistemi adeguati (art. 3 della direttiva);
- 88% per il trattamento secondario (trattamento biologico, art. 4 della direttiva);
- 86% per il trattamento più spinto del trattamento secondario (art. 5 della direttiva), principalmente consistente in eliminazione di azoto e/o fosforo negli agglomerati maggiori di 10.000 abitanti equivalenti (AE) che scaricano le acque reflue in aree sensibili e nei loro bacini drenanti.

Gli stati membri hanno indicato per il 2016 oltre 23.600 agglomerati con un numero di AE pari o superiore a 2.000. Tali agglomerati hanno prodotto un carico di acque reflue pari a 612 milioni di AE, principalmente da fonti domestiche, ma che includono anche acque reflue industriali e acque meteoriche di dilavamento. La quota dell'industria è limitata, ma le sue acque reflue possono contenere inquinanti che non sono rimossi altrettanto efficacemente dagli impianti di trattamento urbano. Rispetto al 2014 si è registrato un aumento dell'1,5% delle acque reflue prodotte. La capacità degli impianti di trattamento esistenti (783 milioni di AE) è superiore al carico di acque reflue attualmente prodotto, così da poter far fronte alle variazioni del carico che entra nell'impianto e soddisfare le maggiori esigenze future.

Quasi il 90% del carico di acque reflue dell'UE è prodotto da agglomerati maggiori di 10.000 AE; metà proviene da grandi città (il 52% da agglomerati superiori a 100.000 AE). Questo dato può indurre gli stati membri a concentrare i propri investimenti sulle infrastrutture per le acque reflue non conformi negli agglomerati più grandi (> 10.000 AE).

Il 23 dicembre 2020 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea la direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. Tale direttiva, entrata in vigore il 12 gennaio 2021, sostituirà la direttiva 98/83/CE conosciuta come DWD (*Drinking Water Directive*) e richiederà l'aggiornamento del suo recepimento italiano, il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31. Tra le novità introdotte si annoverano le seguenti:

- aggiornamento degli standard qualitativi dell'acqua potabile, dal punto di vista sia chimico sia microbiologico;
- approccio alla sicurezza dell'acqua basato sul rischio lungo tutta la filiera, a partire dai bacini idrografici fino ai sistemi di fornitura e di distribuzione domestici;

²¹ L'11 dicembre 2019 la nuova Commissione europea guidata dalla Presidente von der Leyen e insediatasi il 1° dicembre ha presentato il *Green Deal* per l'Unione europea nella comunicazione COM(2019) 640 final.

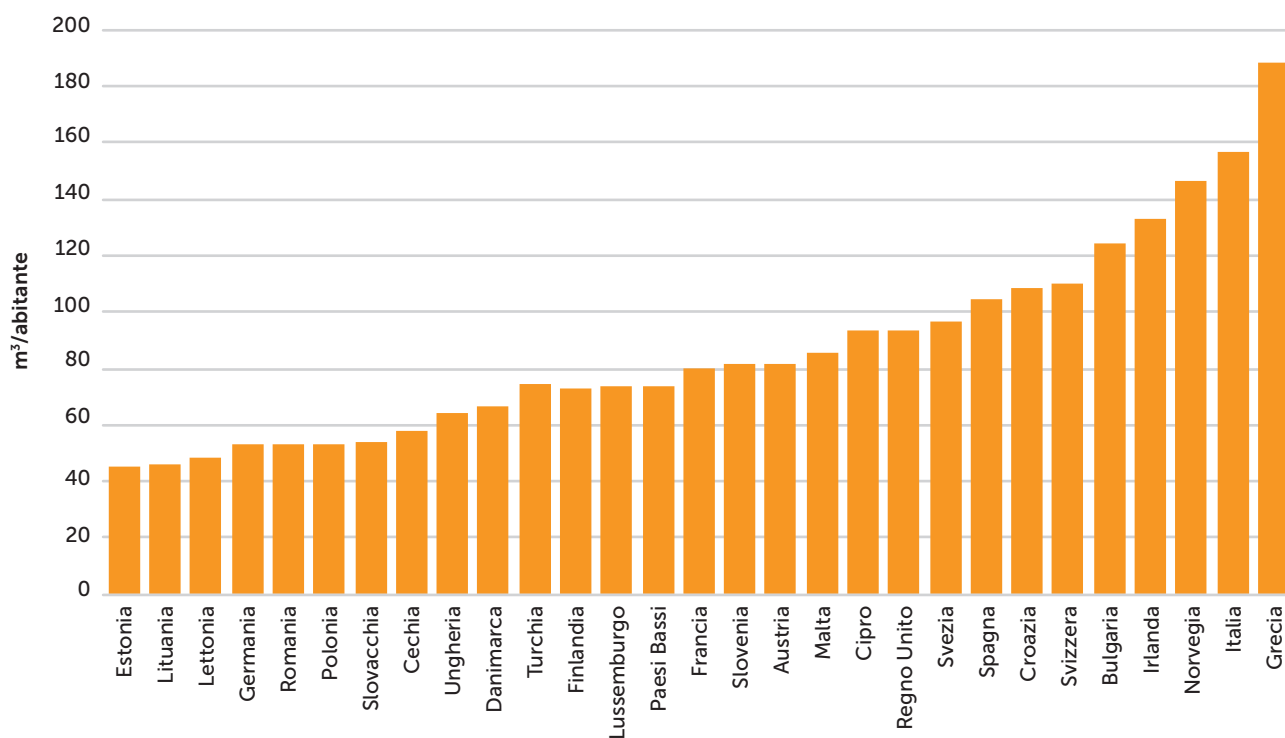
- un nuovo articolo, l'art. 11, sui requisiti igienici minimi che i materiali utilizzati a contatto con l'acqua potabile devono rispettare;
- un riferimento alla necessità di migliorare la conoscenza delle informazioni pertinenti e la trasparenza per rafforzare la fiducia dei cittadini nell'acqua loro fornita e nei servizi idrici.

Ogni stato membro ha a disposizione due anni per rivedere la propria normativa nazionale in recepimento della direttiva 2020/2184/UE.

Alcune valutazioni comparative

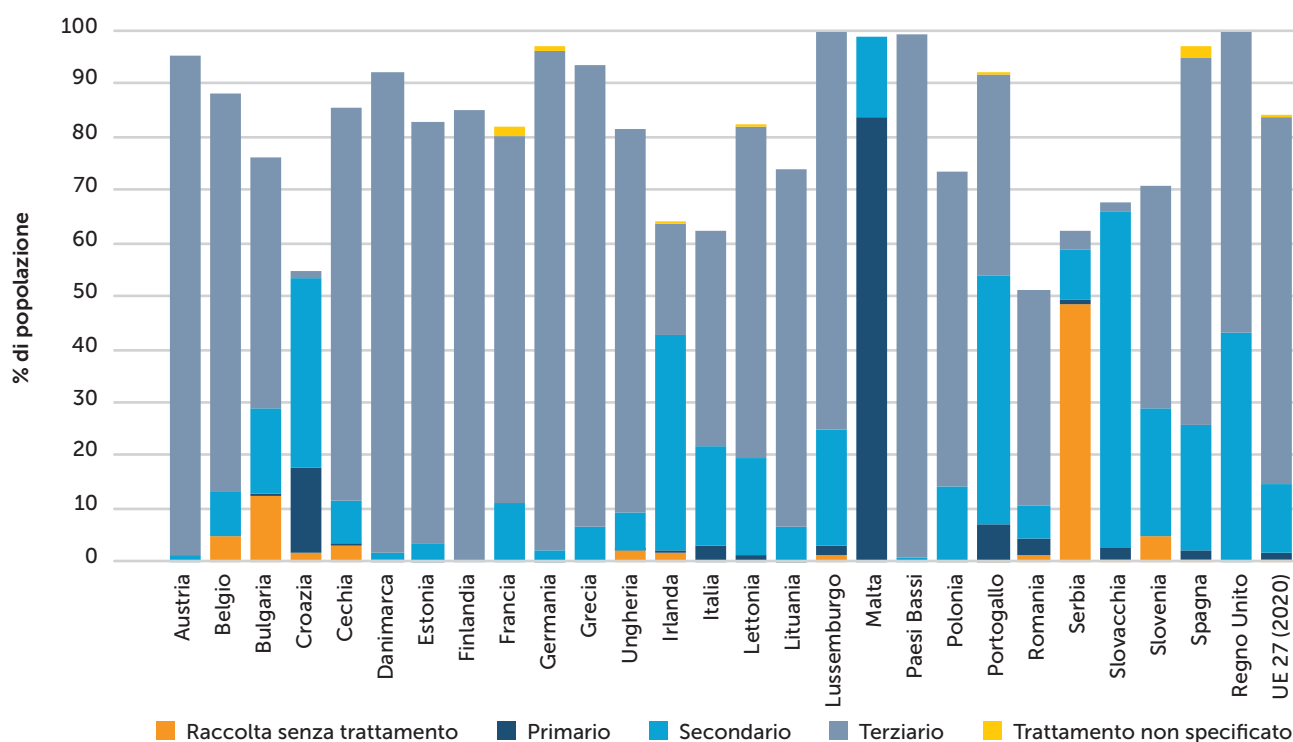
Nella figura 1.22 sono riportati i prelievi di acqua per uso potabile nei diversi paesi dell'Europa a 27: si evidenzia che la maggior parte degli stati membri ha prelevato tra 45 e 90 m³ di acqua dolce per persona per l'approvvigionamento pubblico. La variabilità dei prelievi idropotabili dipende dalle risorse idriche disponibili, dalla domanda, dalle modalità di prelievo, nonché dal clima e dalle attività agricole e industriali che incidono sulla rete acquedottistica urbana. Inoltre, possono influenzare i volumi condizioni nazionali specifiche, come il sistema delle infrastrutture e l'entità delle perdite nella rete idrica.

FIG. 1.22 *Prelievi di acqua per uso potabile in Europa nel 2017*



Fonte: FAO, Aquastat.

Secondo recenti analisi della Commissione europea, il quadro europeo della qualità dei corpi idrici, espresso come percentuale di corpi idrici che non si trovano in buono stato ecologico, è generalmente soddisfacente, ma con ampi margini di miglioramento. La qualità dei corpi idrici è largamente determinata dalla qualità dei sistemi di raccolta e trattamento predisposti negli agglomerati (città, cittadine, centri urbani), che devono rispondere ai requisiti imposti agli stati membri dell'Unione dalla menzionata direttiva 91/271/CEE.

FIG. 1.23 Raccolta e trattamento delle acque reflue urbane in Europa nel 2017

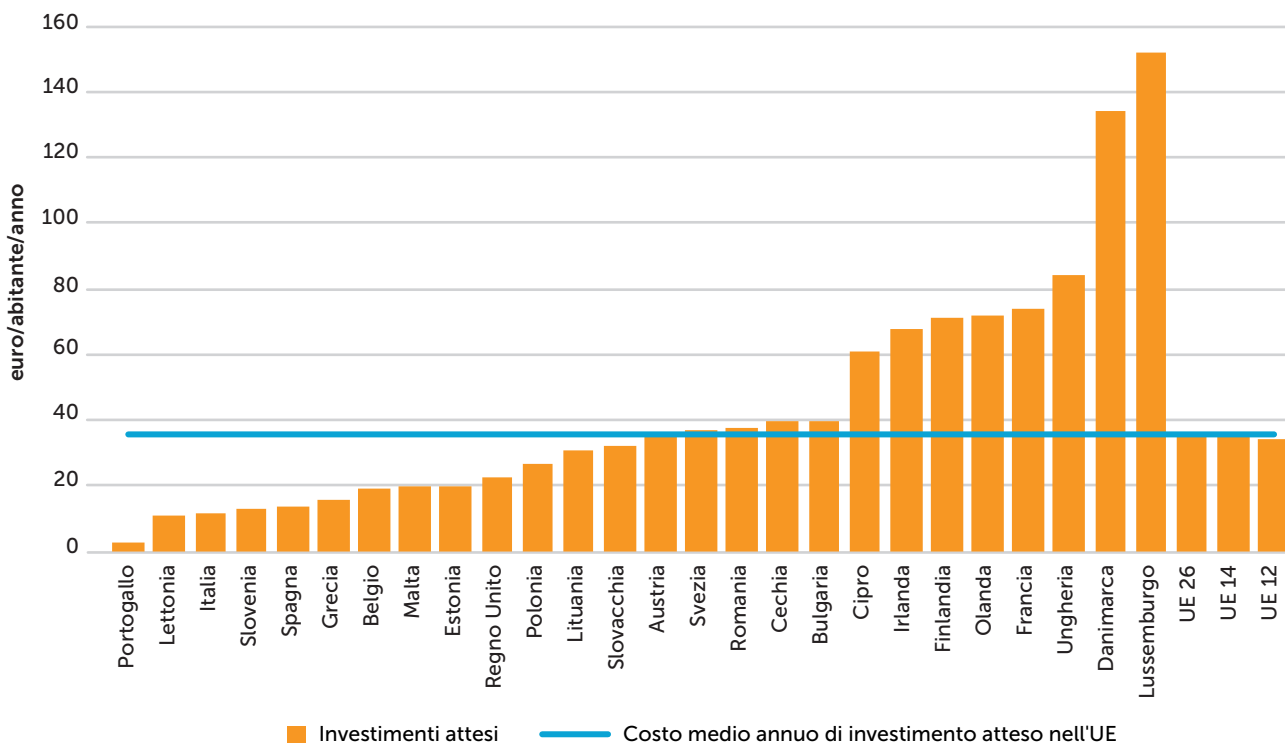
Fonte: Agenzia europea dell'ambiente.

Sempre la Commissione europea ha evidenziato che oltre 37 milioni di abitanti equivalenti (6%) di acque reflue raccolte non sono adeguatamente trattati, cioè in conformità alle norme sul trattamento secondario (o biologico), mentre quasi 32 milioni di abitanti equivalenti (8%) non sono conformi alle norme sul trattamento più spinto.

In un quarto del territorio dell'Unione (24%) non è necessario un trattamento più spinto; l'eventuale necessità di un trattamento più spinto (quando cioè si tratta di area sensibile) è determinata a livello nazionale. La Commissione europea ne evince che in alcuni agglomerati dell'UE è necessario costruire o migliorare le infrastrutture. Il finanziamento e la pianificazione rimangono le principali problematiche alle quali deve far fronte il settore dei servizi idrici. Il fabbisogno totale di investimenti per garantire il rispetto della direttiva, come stimato nel 2016 da tutti gli stati membri (compreso il Regno Unito, allora parte dell'UE), ammonta a quasi 229 miliardi di euro. Analogamente, secondo le stime dell'OCSE, tra il 2020 e il 2030 i paesi dell'UE e il Regno Unito dovranno spendere altri 253 miliardi di euro per raggiungere e mantenere la conformità alla direttiva²².

²² Si veda OCSE, *Estimating investment needs and financing capacities for water-related investment in EU member countries* (Stima delle esigenze di investimento e delle capacità di finanziamento per gli investimenti in materia di risorse idriche nei paesi membri dell'UE), 2020, consultabile al link www.oecd.org/environment/financing-water-supply-sanitation-and-flood-protection-6893cdac-en.htm.

FIG. 1.24 Costi annui di investimento pro capite attesi per l'installazione e il rinnovo di impianti di raccolta e trattamento delle acque reflue



Fonte: OCSE, 2019.

INTERVENTO

Il settore idrico e la regolamentazione: una prospettiva internazionale

Si dice spesso che "l'acqua è vita", ma sembriamo dimenticare quanto sia vero. L'acqua è veramente una questione vitale. Per questo vediamo che l'acqua è al centro di importanti politiche globali, in particolare degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (OSS) delle Nazioni Unite e delle risposte al cambiamento climatico.

La regolamentazione e le Autorità di regolamentazione hanno un ruolo cruciale nell'assicurare il progresso. La regolamentazione può contribuire ad accelerare il raggiungimento degli OSS relativi alle risorse idriche e può sostenere una maggiore resilienza, un presupposto fondamentale per far fronte al cambiamento climatico. Al contrario, una regolazione carente inibisce buone pratiche. È per tali motivi che l'*International Water Association (IWA)* cerca di mettere in contatto e di sostenere i regolatori del settore idrico in tutto il mondo.

Una regolamentazione dell'acqua ben sviluppata si fonda su un approccio olistico e collaborativo che mette insieme scienza e pratica. Ciò significa unire i più recenti risultati della ricerca e della tecnologia con le esperienze di coloro che forniscono i servizi. Basandosi su entrambi, le politiche possono essere fondate su dati comprovati, pertinenti e possono creare l'ambiente favorevole per raggiungere quello che l'IWA descrive come "a water-wise world", un mondo in cui l'acqua è gestita saggiamente, in modo equo e sostenibile.

Con molti bisogni che restano insoddisfatti in tutto il mondo, la politica e la regolamentazione di attuazione devono anche incentivare i finanziamenti necessari, inclusi quelli del settore privato. Nel caso degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, affrontare il deficit di finanziamento consentirà investimenti per le infrastrutture, sosterrà lo sviluppo di capacità e consentirà l'uso di tecnologie e soluzioni innovative per ottenere e migliorare la fornitura di servizi. Queste innovazioni possono includere approcci e modelli di business diversi, tra i quali, per esempio, l'uso di soluzioni decentralizzate. Ciò significa che

è necessaria una politica che consenta l'innovazione nella regolamentazione. IWA contribuisce in tal senso, consentendo alle Autorità di regolamentazione di condividere meglio le loro esperienze, fornendo la fiducia necessaria per cambiare.

Ciò significa anche che la regolamentazione del settore idrico è un ambito in evoluzione. È necessario promuovere le migliori pratiche, condividendo le lezioni apprese su come garantire i servizi e raggiungere obiettivi sociali e ambientali più ampi. È inoltre necessario innovare e migliorare la regolamentazione, compresa la capacità di far fronte agli shock improvvisi portati dalla pandemia di Covid-19, fino a sostenere i cambiamenti a lungo termine per far fronte ai cambiamenti climatici e incorporare i principi dell'economia circolare.

Oltre al legame tra scienza e pratica, osserviamo sempre più l'importanza di una più ampia collaborazione in una *governance* efficace. Dal punto di vista normativo, le dimensioni sono due. La prima è l'agevolazione della conoscenza e dell'allineamento delle scelte delle Autorità di regolamentazione. Per esempio, sarebbe disorientante e potenzialmente controproducente se l'Autorità di regolamentazione ambientale stabilisse norme che richiedono investimenti e l'Autorità di regolamentazione economica non consentisse ai gestori idrici di recuperare il costo di tale investimento.

La seconda dimensione è che l'impegno costruttivo tra regolatori, gestori idrici e consumatori/comunità si traduca in una regolamentazione meglio informata e mirata. Il contributo delle diverse competenze delle principali parti interessate è efficiente, rispettoso ed equo e, in ultima analisi, porta a una maggiore fiducia e conformità alle norme.

IWA si impegna a facilitare lo scambio di conoscenze e idee tra i vari attori del settore e si pone come ponte verso le comunità e la società civile. Le Autorità di regolamentazione sono una parte fondamentale di questa equazione, non solo per il ruolo centrale che la regolamentazione svolge nella fiducia dell'opinione pubblica nei servizi idrici, ma anche per le intuizioni e le competenze che apportano. Questo è il motivo per cui i regolatori sono una parte così apprezzata della rete IWA.



Tom Mollenkopf
Presidente dell'*International Water Association* (IWA)

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Green Deal ed economia circolare

Il 2020 si segnala come l'anno di recepimento, da parte degli stati membri dell'UE, della nuova normativa comunitaria sui rifiuti nota come "Pacchetto economia circolare"²³, adottata dal legislatore italiano con i decreti legislativi 3 settembre 2020, n. 116 (in attuazione delle direttive 2018/851/UE e 2018/852/UE sui rifiuti e sugli imballaggi) e n. 121 (in attuazione della direttiva 2018/850/UE sulle discariche).

²³ Ai fini del presente Capitolo rilevano, in particolare, la direttiva 2018/850/UE, che modifica la precedente direttiva 1999/31/CE sulle discariche; la direttiva 2018/851/UE, che modifica la direttiva quadro 2008/98/UE sui rifiuti urbani; la direttiva 2018/852/UE sugli imballaggi e sui rifiuti da imballaggio.

Ricordiamo che i principali obiettivi del Pacchetto riguardano l'incremento del tasso effettivo di riciclo dei rifiuti urbani (con il raggiungimento del 55%, 60% e 65% del volume totale di rifiuti in ciascuno stato membro, rispettivamente entro il 2025, il 2030 e il 2035), l'obbligo di raccolta differenziata della parte organica dei rifiuti urbani entro il 2024 e la riduzione al 10%, entro il 2035, della quota di rifiuti urbani che potrà essere smaltita in discarica.

Oltre alla spinta a una maggiore ambizione degli obiettivi quantitativi di riciclo e all'innovazione costituita dagli obblighi di differenziazione, il Pacchetto economia circolare introduce o innova significativi elementi di attenzione per la dimensione economica della gestione dei rifiuti urbani.

Merita citare, tra gli altri elementi, il rafforzamento degli schemi di responsabilità estesa del produttore, c.d. EPR (*Extended Producer Responsibility*), in futuro ancorati a una più chiara allocazione dei costi in capo ai produttori di imballaggi. Tale innovazione – di cui nella scorsa edizione di questa *Relazione Annuale* è stato dato conto nella prospettiva della rilevanza data dalla normativa sui rifiuti alla regolazione economica – è stata efficacemente colta dal legislatore italiano, il quale, nel recepire il Pacchetto, ha assegnato all'Autorità il ruolo strategico di valutazione dei costi efficienti da allocare nell'ambito degli schemi di responsabilità del produttore.

Un'altra novità, rilevante ai fini delle note che seguono sull'inquadramento europeo, riguarda lo sforzo definitorio: il recepimento e l'applicazione del Pacchetto comportano la tendenziale omogeneizzazione dei metodi di raccolta dei dati sulla gestione dei rifiuti negli stati membri dell'Unione, cosa che, a sua volta, consentirà una maggiore confrontabilità e offrirà, quindi, elementi di analisi e di descrizione dei fenomeni quantitativi più rigorosi che in passato, quando la nozione di quota di rifiuti effettivamente avviata a riciclo negli stati membri comportava ambiguità di rilevazione e computo.

Al processo di recepimento del Pacchetto economia circolare si sovrappone il piano organico sulla decarbonizzazione dell'economia, noto come *Green Deal*, avanzato alla fine del 2019 dalla Commissione europea e recepito, nel corso del 2020, dalle altre istituzioni europee; di tale piano si dà conto più approfonditamente in altre parti della presente *Relazione Annuale*.

Per quanto attiene ai rifiuti urbani, cui prevedibilmente il *Green Deal* dedica un importante capitolo e assegna rilevanti aspettative in termini di riduzione prospettica delle emissioni dannose per l'ambiente, rilevano l'obiettivo di creare e sostenere un efficiente mercato interno dei materiali derivanti dal riciclo, l'istituzione di un modello europeo di raccolta differenziata e una profonda revisione della dimensione internazionale del mercato dei rifiuti e delle materie prime da essi derivabili, con il tendenziale abbandono delle esportazioni (che in un recente passato hanno chiaramente evidenziato una situazione di squilibrio tra produzione di materiali da riciclo e loro domanda interna), e la creazione delle condizioni tecniche ed economiche per una sempre maggiore capacità europea di lavorazione e riutilizzo dei materiali.

Tali principi trovano una loro prima concreta collocazione nel nuovo Piano d'azione per l'economia circolare, reso pubblico dalla Commissione europea l'11 marzo 2021.

A partire dall'osservazione della relativa incapacità dell'economia europea di reimmettere efficacemente in circolo i materiali riciclati, misurata da un indice di circolarità (si veda *infra*) stabilmente attestato su una media dell'11%-12%, la Commissione propone, nell'ambito del *Green Deal* e a valere sulle risorse che il Piano di decarbonizzazione mobilita, diverse misure di carattere generale (*eco-design*, scoraggiamento dei prodotti monouso,

accesso dei consumatori alle informazioni sulla durevolezza e la riparabilità dei prodotti) e un focus sui settori dell'economia nei quali è più elevato il potenziale di accrescimento della circolarità. Si segnalano, per quanto riguarda il settore in discussione:

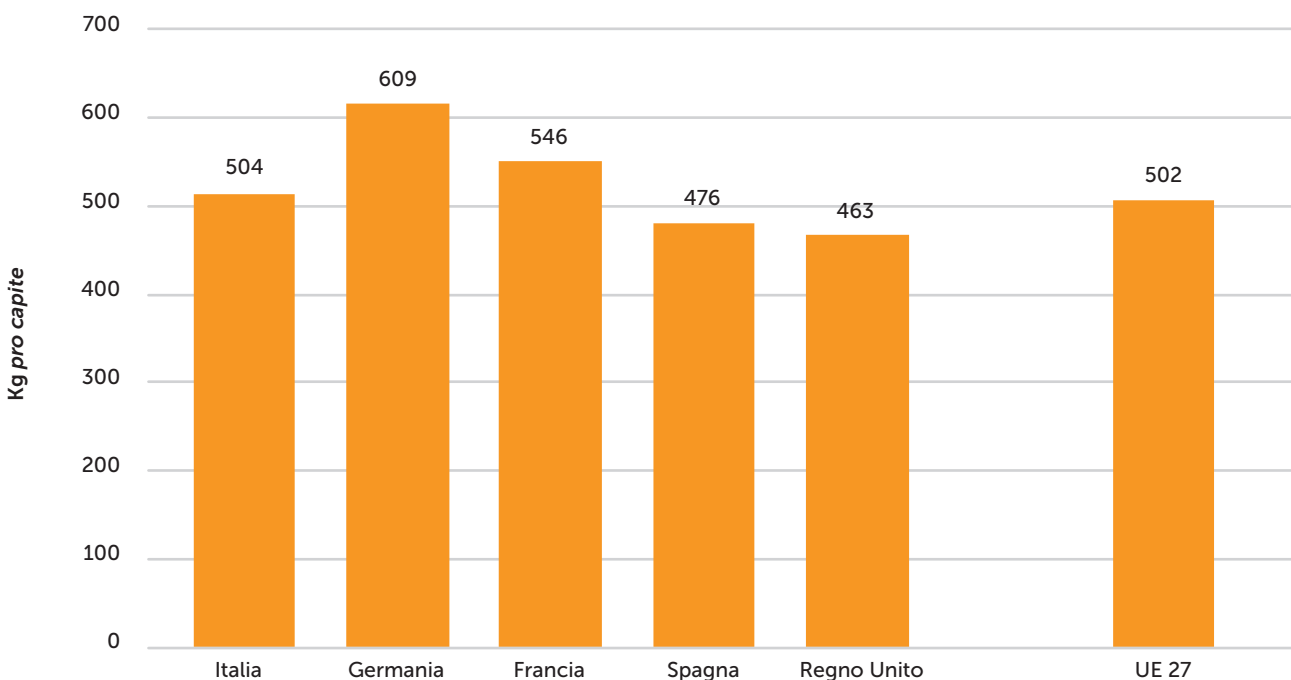
- la previsione di nuovi obblighi in materia di caratteristiche e riduzione degli imballaggi e di quote di materiali riciclati nei prodotti in plastica;
- lo studio di un modello armonizzato di raccolta differenziata e di etichettatura dei materiali differenziati.

Quest'ultimo elemento, in particolare, si annuncia di notevole impatto per la struttura dei costi delle imprese attive nella filiera della raccolta e dell'avvio a riciclo, con evidenti implicazioni di carattere regolatorio.

Produzione e gestione dei rifiuti in Europa

È utile rilevare, prima di procedere a un'analisi riassuntiva delle più significative grandezze relative alla gestione dei rifiuti urbani in Europa, che Eurostat e l'Agenzia europea per l'ambiente hanno proceduto, con evidenza dalle pubblicazioni nell'anno corrente, a riclassificare i dati e le serie storiche in coerenza con l'uscita del Regno Unito dall'Unione europea. Tranne diverse indicazioni, nel seguito di questo paragrafo si farà dunque riferimento all'Unione come aggregato dei 27 stati attualmente membri; il Regno Unito, anche per coerenza e confrontabilità con le precedenti edizioni della presente *Relazione Annuale*, è tuttavia considerato nel *panel* dei paesi rilevanti per quanto riguarda i confronti economici e tecnologici, ma si avverte che, ove citata, la media o la tendenza comunitaria è ormai riferita all'Unione a 27 stati.

FIG. 1.25 *Produzione media pro capite nel 2019 di rifiuti urbani e assimilati*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

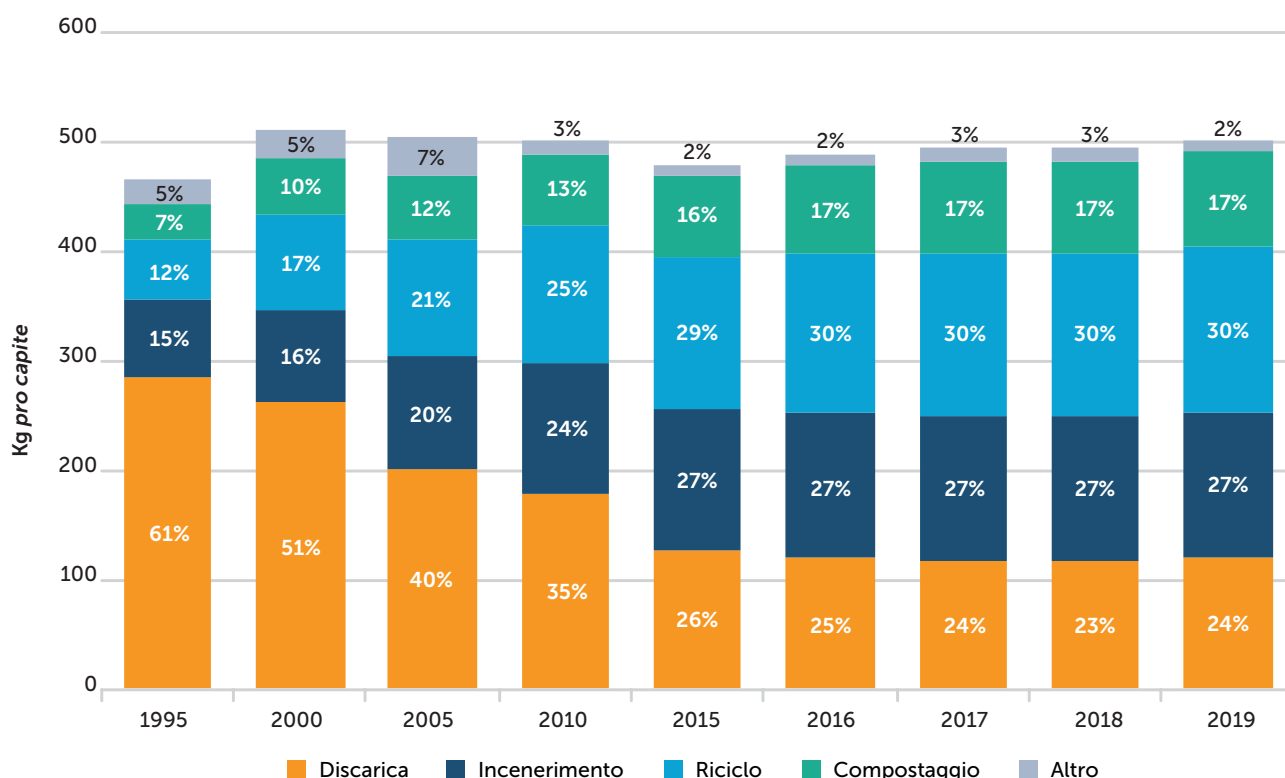
Il 2019, anno al quale si riferiscono i dati riclassificati per l'Unione a 27, conferma la tendenza alla stabilizzazione nel profilo della produzione dei rifiuti urbani (224 milioni di tonnellate contro i 221 del 2018 e i 222 del 2010); il

dato *pro capite*, 502 kg per abitante, è leggermente superiore all'anno precedente (495 kg nel 2018) e allineato a quelli del 2005 (506) e 2000 (503). La produzione italiana, pari a 499 kg *pro capite*, è in linea con la media dei 27, leggermente in crescita rispetto all'anno precedente (492 kg) e in calo sul medio-lungo periodo (era di 546 kg *pro capite* nel 2005, quindi si rileva una flessione sul periodo dell'8,6%).

Si conferma, a fronte della relativa stabilità nel tempo della produzione *pro capite* di rifiuti urbani, la dinamica di profondo cambiamento nel mix di tecnologie di trattamento e smaltimento, innescata, da un lato, dal perseguimento degli obiettivi comunitari (recentemente, come evidenziato in apertura, rivisti al rialzo) e, dall'altro, dalla dichiarata volontà di alcuni stati membri (tra questi, Germania e Italia) di procedere autonomamente verso un sistema di gestione dei rifiuti il più possibile incentrato al recupero, se non al reinserimento in circolo delle materie recuperate dai rifiuti.

La figura 1.26, che riporta dati estratti e sintetizzati di fonte Eurostat, mostra il progresso nel tempo, per l'Area UE 27, della quota di riciclo e compostaggio (insieme facenti capo alla nozione di recupero di materia) sull'insieme delle destinazioni dei rifiuti urbani prodotti. Il riciclo copre il 30% della destinazione, un valore pressoché triplo rispetto all'inizio della serie storica, mentre i rifiuti compostati sono oltre il 17% del totale dei rifiuti trattati, una percentuale più che doppia rispetto al 1995.

FIG. 1.26 Rifiuti urbani destinati a riciclo, discarica, incenerimento, compostaggio e altro nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

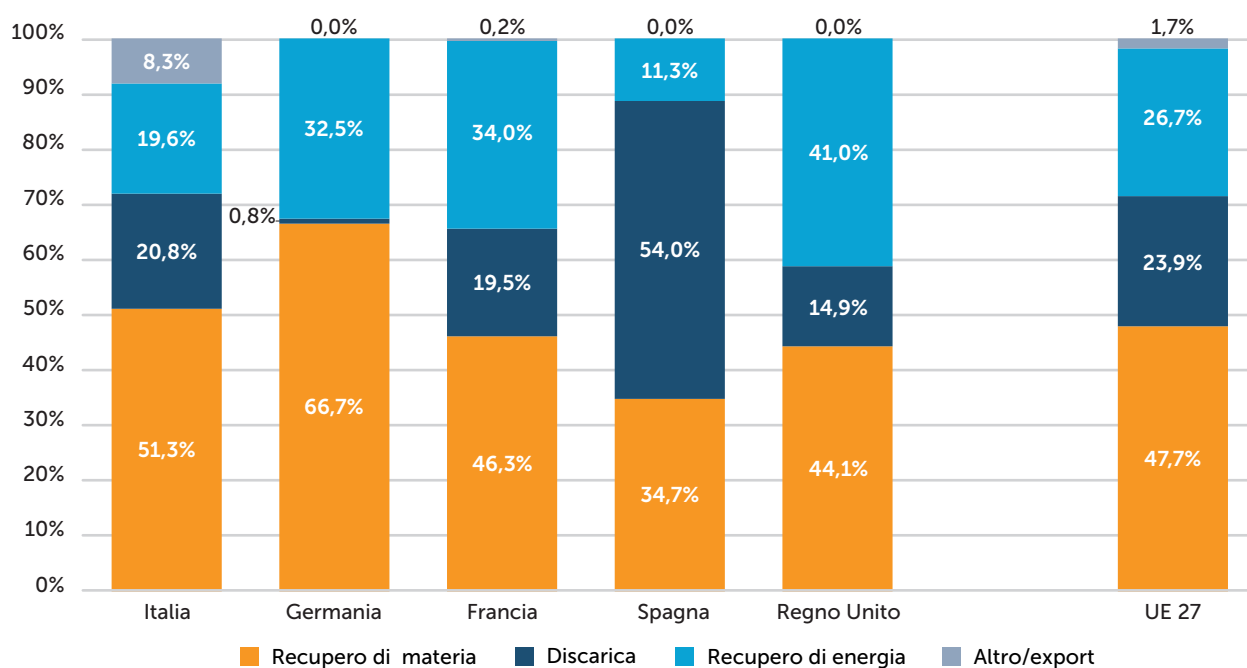
Interessa rilevare come l'incremento del recupero di materia nel tempo vada "a danno" della componente discaricata (del resto pesantemente disincentivata da diverse legislazioni nazionali e prevista in via di azzeramento dal Pacchetto economia circolare) e non dell'incenerimento (che avviene tipicamente con recupero di energia).

Quest'ultima tecnologia di trattamento, anzi, accresce il proprio peso sul lungo termine (27% nel 2019 contro 15% nel 1995) e rimane stabile nel medio (la quota ricoperta nel 2015 è praticamente identica a quella del 2019), a significare una stabilizzazione del contributo di tale tecnologia – la cui capacità installata, infatti, non appare crescere al momento –, nonché di una sua apparente complementarità rispetto al processo che privilegia il recupero di materia.

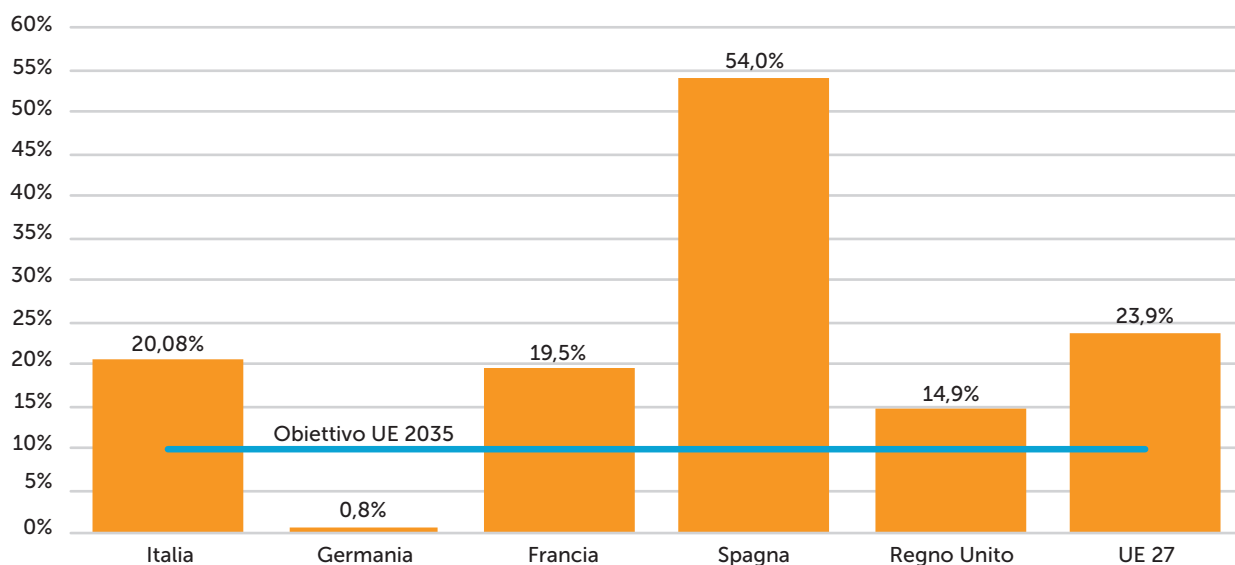
Il processo di "riforma" del mix di tecnologie di trattamento è ovviamente differenziato nei diversi stati membri; si può anzi dire che, nonostante la transizione appaia ben avviata in tutta l'Unione europea, la dinamica comunitaria evidenziata nella figura precedente sia alimentata dal contributo in crescita degli stati membri più avanzati sul fronte del recupero di materia.

Nelle figure 1.27, 1.28 e 1.29 si rappresenta sinteticamente tale dinamica, specificando – in un insieme di paesi confrontabili, raffrontati con la media comunitaria – il mix individuale di tecnologie e il dettaglio delle destinazioni particolarmente significative, quali la quota di destinazione in discarica e la quota di rifiuti urbani riciclati.

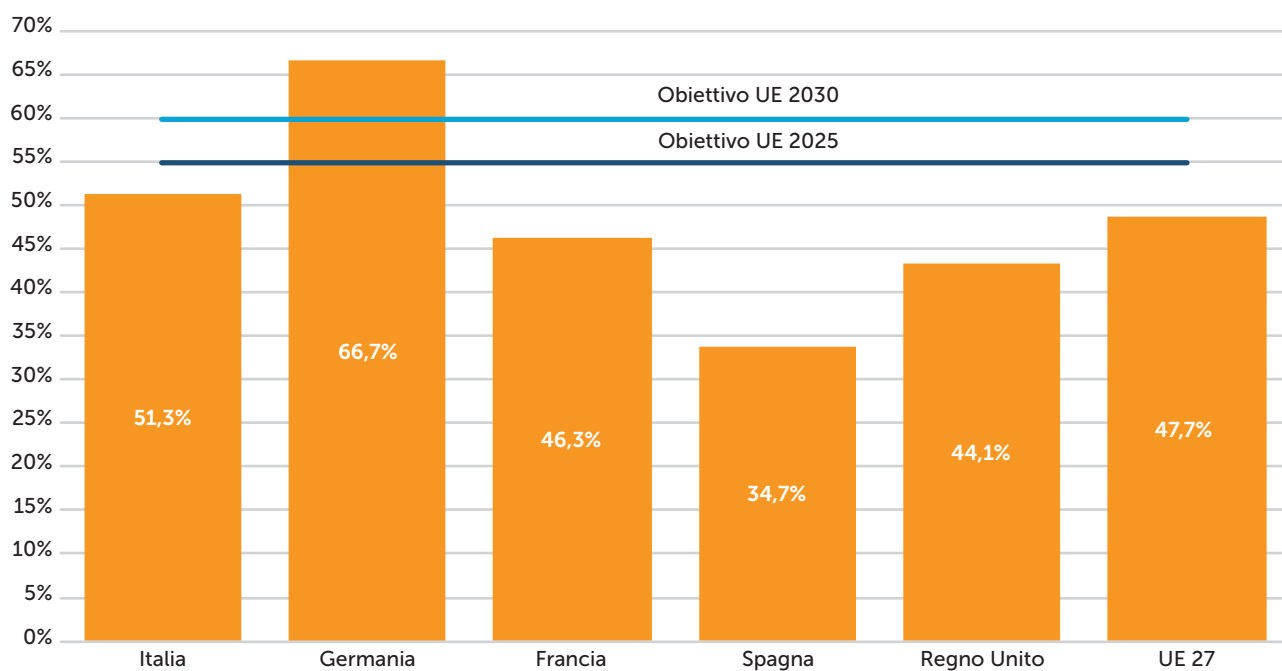
FIG. 1.27 Percentuale di rifiuti urbani trattati per destinazione nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.28 Percentuale di rifiuti urbani smaltiti in discarica nel 2019 e obiettivo comunitario obbligatorio al 2035

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.29 Percentuale di rifiuti urbani riciclati^(A) nel 2019 e obiettivi comunitari al 2025 e al 2030

(A) Recupero di materia secondo la definizione Eurostat, che include il compostaggio.

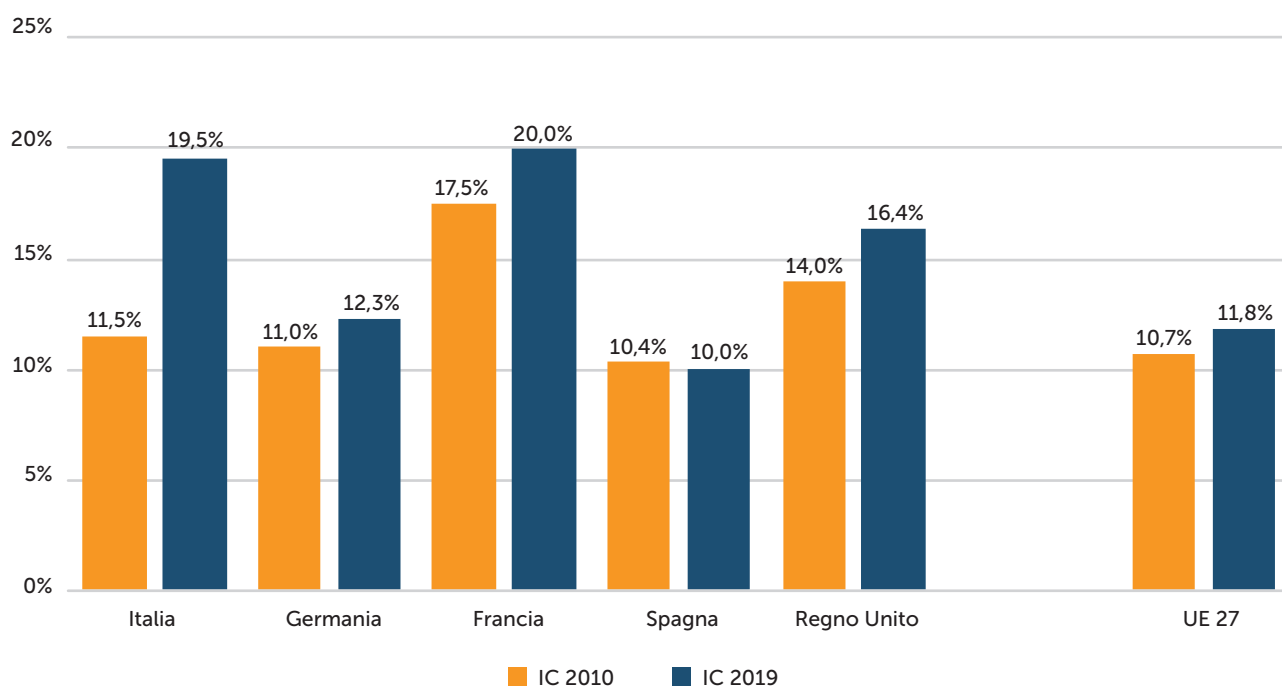
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati Eurostat.

Di notevole interesse, anche per il riconoscimento – a opera del nuovo Piano d’azione dell’economia circolare – della sua centralità nello sviluppo delle più generali politiche di decarbonizzazione dell’economia, è l’evoluzione dell’indice di circolarità, calcolato da Eurostat dal 2010 come contributo percentuale dei materiali derivanti da riciclo all’utilizzo totale di materie prime nell’economia.

Se la media europea appare in crescita limitata (dall’11,1% del 2010, anno di inizio delle rilevazioni, all’11,8% del 2019, in leggero aumento rispetto all’11,5% dell’anno precedente), rileva evidenziare il caso dell’Italia che, negli anni, è passata da valori in media con gli altri paesi europei a una percentuale decisamente più elevata della media corrente (19,5% nel 2019 contro l’11,5% del 2010, pari a un incremento dell’indice di quasi il 70%); sembra, dunque, che il Paese abbia impresso una direzione efficace – nel senso dell’effettivo utilizzo delle materie prime riciclate – alla complessiva strategia di crescita dell’avvio a riciclo dei rifiuti.

Allo stesso tempo nelle maggiori economie europee si osservano un incremento costante ma non accelerato, in linea con la media europea, e addirittura un regresso in alcuni casi (Spagna). L’indice più elevato nell’UE è calcolato per l’Olanda (30%), da sempre in testa alla speciale classifica delle economie europee ad alto indice di circolarità; quello più basso è appannaggio della Romania (1,3%).

FIG. 1.30 *Indice di circolarità nel 2010 e nel 2019*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

CAPITOLO

2

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

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2020

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2020 messo a confronto con quello dell'anno precedente; i dati, tutti di fonte Terna, sono provvisori per il 2020.

Nell'anno appena trascorso la richiesta di energia elettrica è risultata in netta diminuzione (-5,6%) rispetto all'anno precedente, in virtù della contrazione dei consumi dovuta alla straordinaria situazione pandemica verificatasi durante l'anno. La flessione ha interessato tutti i settori di consumo, in particolare il terziario e l'industriale, a eccezione di quello domestico, dove si è invece registrato un aumento dei consumi pari al 2%.

La richiesta nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per il 90,2% dalla produzione nazionale netta (in calo del 4,2% rispetto al 2019), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero; l'energia importata risulta ancora in diminuzione (-9,5%), mentre quella esportata è aumentata anche nel 2020 (30,1%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in diminuzione del 15,6%.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2019 e nel 2020 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2019	2020 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	293.853	281.487	-4,2%
Servizi ausiliari	9.903	9.377	-5,3%
Produzione netta	283.950	272.110	-4,2%
Ricevuta da fornitori esteri	43.975	39.787	-9,5%
Ceduta a clienti esteri	5.834	7.587	30,1%
Destinata ai pompaggi	2.469	2.557	3,6%
Disponibilità per il consumo	319.622	301.753	-5,6%
Perdite di rete	17.818	17.702	-0,6%
Consumi al netto delle perdite	301.804	284.051	-5,9%
Agricoltura	6.052	5.931	-2,0%
Industria	128.940	119.914	-7,0%
Terziario	101.223	91.101	-10,0%
Domestico	65.588	67.104	2,3%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

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

TAV. 2.2 Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2020 (in TWh; valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-15 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	4	18	12	48	442	14.017	14.547
Produzione nazionale lorda	44,5	67,8	6,5	38,8	1,5	0,3	5,9	98,1	263,5
Produzione nazionale netta	42,5	66,0	6,3	37,9	1,5	0,3	5,7	94,7	254,9
Energia destinata ai pompaggi	2,4	0,0	0,1	0,0	0,0	-	0,0	-	2,6
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	39,8
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	7,6
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Autoconsumi ^(B)	0,0	3,2	0,4	0,5	0,1	0,1	1,2	14,6	20,1
Vendite finali	85,7	60,9	23,3	45,4	8,3	11,7	5,6	-	241,0
Mercato libero	54,6	57,2	21,2	44,6	8,3	11,5	5,1	-	202,4
Domestico	15,5	8,6	1,6	4,2	1,1	2,0	1,2	-	34,1
Non domestico	39,1	48,6	19,6	40,5	7,2	9,6	3,8	-	168,3
- Bassa tensione	15,3	10,7	5,0	12,7	3,2	4,2	2,6	-	53,6
- Media tensione	19,2	28,8	10,5	22,6	3,1	4,7	1,1	-	90,1
- Alta e altissima tensione	4,6	9,2	4,1	5,1	0,9	0,7	0,1	-	24,6
Maggior tutela	30,5	1,4	2,1	0,8	0,0	0,1	0,6	-	35,5
Domestico	22,4	0,9	1,4	0,6	0,0	0,1	0,3	-	25,7
Non domestico	8,1	0,4	0,7	0,2	0,0	0,0	0,3	-	9,8
Salvaguardia	0,7	2,4	-	-	-	-	-	-	3,1
- Bassa tensione	0,4	0,8	-	-	-	-	-	-	1,1
- Media tensione	0,3	1,4	-	-	-	-	-	-	1,7
- Alta e altissima tensione	-	0,2	-	-	-	-	-	-	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.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinti tra mercato libero, servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia)¹. L'appartenenza a un 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.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano quasi il 94% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 92% dei consumi pubblicati da Terna.

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.

2 Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da quest'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 (compresi il settore del telecalore e quello dei rifiuti), oltre che i soggetti 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 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, tradizionalmente popolata da soggetti autoproduttori e dai soggetti che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria, infatti, il 19,4% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE; la categoria è quella con la quota maggiore di cessione al GSE, insieme a quella dove sono raggruppati i gruppi con vendite tra 100 e 500 GWh, che è pari a 17,2%, contro quote che nelle altre classi raggiungono al massimo il 9,3% (classe 0,1-0,5 TWh).

La quota degli autoconsumi sulla generazione netta risulta particolarmente significativa per i gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh (30,3%); quote di autoconsumi particolarmente elevate, come detto, si registrano anche per le classi con vendite fino a 100 GWh e "Senza vendite", con un valore pari, rispettivamente, al 21,8% e al 15,4%.

Enel, con una produzione netta di 42,5 TWh, controlla circa il 16% della produzione nazionale totale e il 35,6% delle vendite totali, incluse quelle relative al servizio di maggior tutela. La seconda classe a maggiori vendite (10-15 TWh), che include cinque gruppi societari (Edison, A2, Hera, Axpo Group ed Eni), detiene il 24,2% della generazione netta e ha quote di vendita pari al 25,3% del totale. Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono il 40% della generazione netta e vendono il 60,8% di tutta l'energia ceduta a clienti finali. Anche escludendo da questo calcolo le vendite sul mercato tutelato – in quanto, come noto, approvvigionate da Acquirente unico –, si registrano per tutte le classi vendite sul mercato libero e in quello di salvaguardia che superano in volume l'ammontare di energia elettrica prodotto, con l'eccezione della classe a maggiori vendite e di quella con vendite più basse. Va precisato, comunque, che non necessariamente tale tendenza si verifica singolarmente per tutti i gruppi ricadenti nelle varie classi, essendo presenti alcune eccezioni.

I dati raccolti, inoltre, mostrano che al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, che passa dal 2,6% dei maggiori *competitor* di Enel all'81% dei venditori più piccoli.

In Italia il 43,5% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili; in particolare, la classe con vendite tra 5 e 10 TWh registra la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (91,5%), seguita dalla classe con vendite comprese tra 100 e 500 GWh, che produce il 57,3% dell'energia elettrica con fonti rinnovabili. Seguono il gruppo Enel e il gruppo degli operatori "Senza vendite", con quote rispettivamente pari a 55,3% e 52,2%; nelle altre classi le quote oscillano dal 44,2% della classe con vendite da 1 e 5 TWh al 2,1% della classe immediatamente più piccola (0,1-0,5 TWh).

Come si evince dalla tavola 2.2, Enel è il gruppo principale nel settore elettrico, in termini sia di generazione (44,5 TWh), sia di vendite finali – che sono, infatti, pari a 85,7 TWh –; seguono i cinque principali concorrenti, che formano la classe 10-15 TWh, che nel 2020 hanno venduto 60,9 TWh di energia elettrica.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 24,8% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale al 44,2% nel caso del gruppo Enel che, come noto, ha tra le proprie imprese di vendita anche Servizio Elettrico Nazionale che all'interno del gruppo è la società deputata a vendere energia elettrica in maggior tutela e che, sul totale nazionale, possiede la quota preponderante di clienti che non sono ancora passati al mercato libero. Tale quota, comunque, è in aumento rispetto all'anno precedente (42,2%).

Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel che hanno vendite tra 10 e 15 TWh (classe in cui gli unici che hanno vendite in maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A) la quota di vendite al settore domestico è pari al 15,6% (in aumento rispetto all'anno precedente). Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante si osserva come di consueto tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (27,6%), dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi nuovi venditori del mercato libero. Come già evidenziato negli anni passati, infatti, è in questa classe che si registra la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69,3%), seguita da quella del gruppo Enel, che si attesta al 49,6%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono, come di consueto, rilevanti per le classi 5-10 TWh (20,2%) e 10-15 TWh (18,2%); in quest'ultima classe, in particolare, Axpo Group destina ai clienti industriali il 31,4% delle vendite finali, Edison il 29,8%, Eni il 13,9%, A2A il 7,5% e Hera appena il 3,9%.

Le vendite ai clienti in alta e altissima tensione sono inferiori al 10% per le due classi di gruppi con vendite più contenute (rispettivamente 6,8% e 2,7%), mentre sono pari a 12,5% e 11,8% per le classi con vendite tra 5-10 TWh e 1-5 TWh. Le vendite al mercato dei consumatori finali allacciati in media tensione sono piuttosto significative per tutte le classi di operatori, tranne che per Enel e per i gruppi più piccoli; nel maggiore gruppo, infatti, le vendite ai clienti in media tensione rappresentano il 40,7% del totale venduto, mentre nei gruppi di più piccole dimensioni il valore è pari al 28%.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2020 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 281,5 TWh, rispetto ai 293,9 TWh del 2019. Lo straordinario evento pandemico verificatosi nel 2020 ha fatto registrare una contrazione della produzione pari al 4,2% rispetto all'anno precedente, quando si era verificata una ripresa della produzione (+1,4%) rispetto al calo di circa il 2% del 2018.

La diminuzione ha riguardato in particolare la produzione termoelettrica, che è passata da 176.171 a 163.541 GWh (-7,2%), mentre quella da fonti rinnovabili è risultata complessivamente in lieve aumento, sebbene si sia registrata una contrazione del 7,4% nella produzione da fonte eolica (contro l'aumento del 14% dell'anno precedente) e dello 0,8% nel geotermico. La produzione di energia solare, in particolare, ha avuto un incremento del 5,3% rispetto al 2019, quando la produzione da questa tipologia di fonte era stata del 4,6%. La contribuzione delle due fonti rispetto al totale vede un peso del 58,1% per la produzione termoelettrica e del 41,2% per quella rinnovabile.

La richiesta di energia sulla rete è stata soddisfatta per il 41,2% dalla produzione da fonti energetiche rinnovabili (idroelettrica rinnovabile, eolica, fotovoltaica, geotermica e biomasse), con un valore pari a 116.054 GWh (+1,3% rispetto all'anno precedente).

TAV. 2.3 *Produzione lorda per fonte 2016-2020 (in GWh)*

FONTE	2016	2017	2018	2019	2020 ^(A)
Produzione termoelettrica	179.915	190.106	173.578	176.171	163.541
Solidi	35.608	32.627	28.470	18.839	10.399
Gas naturale	126.148	140.349	128.538	141.687	137.649
Prodotti petroliferi	4.127	4.083	3.289	3.453	3.325
Altri	14.032	13.047	13.281	12.192	12.168
Idroelettrico da pompaggi	1.825	1.826	1.716	1.835	1.892
Produzione da fonti rinnovabili	108.028	103.898	114.415	115.847	116.054
Idroelettrico	42.438	36.199	48.786	46.319	46.666
Eolico	17.689	17.742	17.716	20.202	18.702
Fotovoltaico	22.104	24.378	22.654	23.689	24.942
Geotermico	6.289	6.201	6.105	6.075	6.029
Biomassa e rifiuti	19.509	19.378	19.153	19.563	19.715
PRODUZIONE TOTALE	289.768	295.830	289.709	293.853	281.487

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Come di consueto, si precisa per il lettore che i dati riportati nei grafici e nelle tabelle a seguire in questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui risultati sono da intendersi come provvisori; inoltre, alcune differenze rispetto a quanto emerso nell'ambito della citata rilevazione da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa base dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità, di tipologia e di ragione sociale, nonché agli aggiornamenti effettuati presso l'Anagrafica operatori in merito al gruppo societario di appartenenza. Si segnala che nella rilevazione non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, ai sensi della delibera 443/2012/A³ e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

Nell'Indagine annuale effettuata con riferimento all'anno 2020, inoltre, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi della delibera appena citata hanno partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di quasi 800 soggetti su un totale di 15.581 partecipanti all'Indagine. Tra questi, quasi il 70% è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio per l'operatività in questi settori non possono beneficiare dell'esonero di cui si è detto.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2020 per le fonti idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente.

³ Si tratta sostanzialmente di produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, del gas, idrico e del riscaldamento.

In termini di potenza installata, la quota maggiore è quella relativa agli impianti termoelettrici (53,3%), con gli idroelettrici al 21,8% e gli impianti rinnovabili al 25%. La maggior parte degli impianti esistenti è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici, che hanno continuato a entrare in esercizio, per una quota di quasi il 10% del totale termoelettrico, anche dopo tale data. Relativamente alla potenza da generazione idroelettrica, la maggior parte risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre per gli impianti da fonti rinnovabili il 30,6% è entrato in esercizio tra il 2001 e il 2010 e il 67% della potenza è entrato in esercizio nel decennio successivo.

Nel 2020 la massima potenza richiesta dal sistema elettrico si è registrata nel mese di luglio ed è stata pari a 55,17 GW, in riduzione di oltre il 6% rispetto al 2019.

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

POTENZA	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,9	26,2	55,9	105,0
Potenza netta	22,7	25,7	53,9	102,3
- di cui:				
<i>fino al 1990</i>	15,9	0,0	7,0	22,9
<i>dal 1991 al 2000</i>	1,7	0,6	7,6	9,9
<i>dal 2001 al 2010</i>	2,7	7,9	34,0	44,5
<i>dal 2011</i>	2,4	17,2	5,3	24,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (trattati in questo caso per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW.

La tavola mostra che gli operatori che detengono quasi la metà della potenza, per un totale di 49.543 MW, rappresentano come di consueto il 2% circa (363) dei soggetti totali (14.709) e constano di produttori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile. Mentre il numero di tali soggetti cresce nel tempo, la potenza disponibile cala, sia pure leggermente, e in misura maggiore diminuisce l'apporto percentuale alla produzione complessiva, attualmente pari al 37% circa della generazione lorda (97,6 GWh su 263,4 GWh), contro il 38% circa nel 2019. Oltre la metà della potenza suddetta (51%) è detenuta da 105 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il numero di operatori che garantiscono la medesima quota di potenza è in crescita rispetto agli anni precedenti (nel 2019 erano 98 e nel 2018 erano 89).

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte (numero di produttori, potenza in MW e generazione in TWh)

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2016	2017	2018	2019	2020
Numero produttori	13.386	13.446	13.803	14.360	14.709
Termoelettrico	401	406	406	444	470
<i>di cui < 1 MW</i>	83	95	98	121	135
Rinnovabile	12.742	12.763	13.086	13.581	13.876
<i>di cui < 1 MW</i>	10.075	10.076	10.353	10.857	11.083
Misto	243	277	311	335	363
<i>di cui < 1 MW</i>	49	61	75	85	101
Potenza lorda (MW)	105.110	104.611	103.841	105.295	104.980
Termoelettrico	15.934	16.857	18.889	19.555	19.660
<i>di cui < 1 MW</i>	37	44	50	60	69
Rinnovabile	34.206	33.338	34.196	35.489	35.777
<i>di cui < 1 MW</i>	4.466	4.466	4.561	4.689	4.820
Misto	54.971	54.415	50.756	50.251	49.543
<i>di cui < 1 MW</i>	22	27	31	35	45
Generazione lorda (TWh)	270,2	276,2	267,8	275,7	263,4
Termoelettrico	59,7	64,4	74,4	83,3	77,2
<i>di cui < 1 MW</i>	3,0	4,6	3,9	4,6	4,0
Rinnovabile	81,2	79,6	83,3	87,0	88,6
<i>di cui < 1 MW</i>	10,1	10,2	10,2	10,6	10,9
Misto	129,4	132,3	110,1	105,5	97,6
<i>di cui < 1 MW</i>	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1

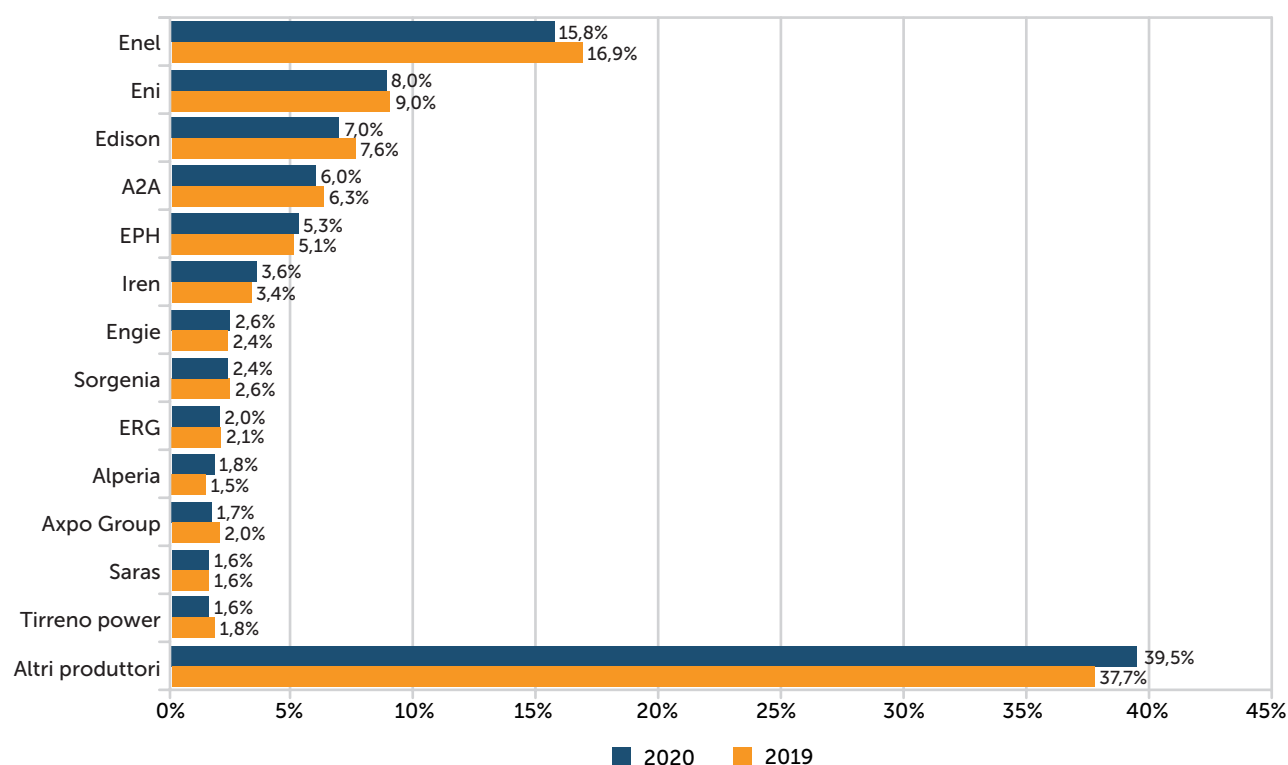
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 l'unica variabile in aumento è quella relativa al numero di operatori, mentre resta praticamente invariata quella relativa alla potenza lorda. Nel caso della produzione termoelettrica, si registra un decremento del 7,3% di produzione, ma con potenza stabile (0,5%) e numero di operatori in aumento del 5,9%; con riferimento ai produttori con potenza inferiore a 1 MW, la crescita è quasi del 12%. La generazione mista sconta un calo pari a quello del termoelettrico (7,5%), a fronte di un aumento di quasi il 19% dei soggetti, mentre si rileva un incremento delle fonti rinnovabili per tutte le variabili, in particolare per i soggetti che hanno una potenza inferiore a 1 MW. Nella lettura della dinamica registrata in questi anni va, comunque, tenuto presente che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presenti nelle tavole proposte non necessariamente è la stessa da un anno all'altro.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni, vale a dire i gruppi con una quota superiore all'1,5% nel 2020 rispetto al totale provvisorio fornito da Terna. Nell'ultimo anno, in particolare, quasi tutti i gruppi hanno subito una contrazione della produzione di energia elettrica o registrato situazioni praticamente invariate rispetto all'anno precedente. La diminuzione più consistente (-1,1%) riguarda il gruppo Enel, che nel 2020 ha mantenuto una quota del 15,8% sul totale nazionale.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 493, risulta in diminuzione rispetto al 2019, quando era pari a 538.

FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

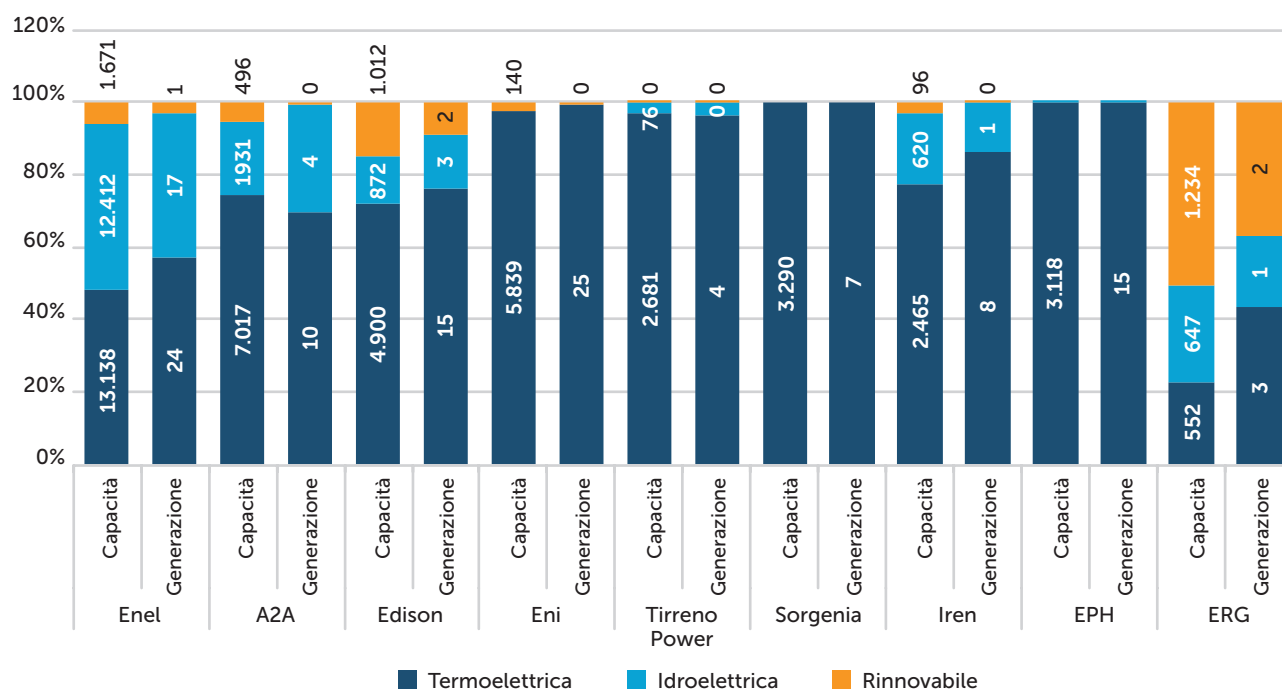


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2020 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (53,1%), quindi da società diverse (31,0%) ed enti pubblici (9,5%). Rispetto all'anno precedente la composizione societaria non presenta variazioni significative. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 6,3%⁴ che è detenuto direttamente da soggetti di origine straniera.

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

⁴ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2020 (capacità in MW e generazione in TWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2020 Eni si conferma il primo operatore nella generazione termoelettrica, avendo avuto una produzione maggiore di Enel pur a fronte di una potenza installata inferiore; Eni, infatti, detiene il 15,9% della generazione termoelettrica complessiva rilevata nelle indagini annuali, contro il 13% di Enel. Quest'ultima, tuttavia, continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota del 72,4%, ancora in discesa rispetto agli anni precedenti (79,2% nel 2018 e 73,7% nel 2019). La quota di produzione di elettricità da gas naturale di Enel si incrementa ancora nel 2020, arrivando all'8% rispetto al 7,4% registrato nel 2019, mentre si è praticamente azzerata la quota da prodotti petroliferi. È rimasto sostanzialmente stabile, invece, rispetto agli anni passati, l'impiego delle altre fonti (0,8%).

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni, con la quota del 17,9% che è rimasta praticamente invariata rispetto al 2019; a seguire il gruppo Edison, che raggiunge una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale dell'11,4%, in calo rispetto a quella registrata nei due anni precedenti (12,8% nel 2019 e 13,4% nel 2018). Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono il 21,9% di produzione da gas naturale, in lieve aumento rispetto al 2019 (20,4%).

È in diminuzione la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A, che ricopre il 63,9% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, contro il 65,8% del 2019; relativamente a questa fonte, la quota di Saras subisce un aumento rispetto all'anno precedente, arrivando al 9,3% dopo essere passata dall'8,5% del 2019 al 9,6% del 2018. Infine, per quello che riguarda la quota di produzione da altre fonti, rilevano i contributi di Saras, Lukoil, Eni e Am Invesco Italy, con percentuali rispettivamente del 39,4%, 19,7% e 13,3%.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2020 per fonte

GRUPPO	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Eni	0,0%	1,1%	17,9%	13,3%	15,9%
Enel	72,4%	0,1%	8,0%	0,8%	13,0%
Edison	0,0%	0,0%	11,4%	-	9,6%
Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	26,1%	0,6%	8,7%	-	9,6%
A2A	1,5%	63,9%	7,2%	-	6,6%
Iren	-	-	6,2%	1,6%	5,3%
Sorgenia	-	-	5,2%	-	4,4%
Engie	-	-	5,0%	0,3%	4,2%
Axpo Group	-	-	3,7%	-	3,1%
Saras	-	9,3%	-	39,4%	2,8%
Tirreno Power	-	-	3,3%	-	2,7%
Am Invesco Italy	-	-	1,1%	13,3%	1,8%
Lukoil	-	1,6%	0,4%	19,7%	1,7%
Altri operatori	-	23,4%	21,9%	11,5%	19,3%
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, espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con il 22,7% della generazione lorda (sempre calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico e la totalità delle quote nel geotermico. Tra i principali gruppi, come già registrato negli anni passati, appaiono significative le quote di ERG nell'eolico, pari al 10,6% (anche se ancora in calo rispetto al 2019, quando era l'11,2%), e nel solare, con l'1,6% della quota di produzione. Si conferma tuttavia anche quest'anno, tra i maggiori gruppi, la quota di produzione nel solare in capo a EF Solare Italia, il cui contributo è pari al 4,4%.

Ai produttori di più piccole dimensioni si devono il 95,8% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie (74,5%), oltre che nell'eolico, dove tali produttori rappresentano il 68,7% della produzione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2020

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	34,8%	100,0%	6,8%	0,1%	0,6%	22,7%
A2A	9,2%	-	-	0,9%	9,6%	6,1%
Alperia	9,9%	-	-	0,1%	1,4%	4,8%
Edison	6,1%	-	9,1%	0,9%	0,8%	4,4%
CVA	6,4%	-	1,6%	0,1%	-	3,2%
Hydro Dolomiti Energia	6,8%	-	-	-	-	3,1%
ERG	2,3%	-	10,6%	1,6%	-	3,0%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,4%	1,7%
Hera	-	-	-	-	4,7%	0,9%
Falck Renewables	-	-	3,2%	0,2%	1,1%	0,8%
Acea	0,8%	-	-	0,2%	1,9%	0,7%
Ital Green Energy Holding	-	-	-	0,2%	3,7%	0,7%
RWE	-	-	4,1%	-	-	0,7%
Alerion	-	-	3,9%	-	-	0,7%
Dolomiti Energia	1,4%	-	-	-	-	0,6%
Altri operatori	21,0%	-	68,7%	95,8%	74,5%	46,0%
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 2020

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	34,8% Enel	9,9% Alperia	9,2% A2A	6,8% Hydro Dolomiti Energia	6,4% CVA
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	10,6% ERG	9,1% Edison	6,8% Enel	4,1% RWE	3,9% Alerion
Solare	4,4% EF Solare Italia	2,3% RTR Capital	1,8% Sonnedix	1,6% ERG	1,4% Octopus Capital
Bioenergie	9,6% A2A	4,7% Hera	3,7% Ital Green Energy Holding	3,1% San Marco Bioenergie	2,8% FRI-EL Liquid Biomass

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nel 2020, mettendo in evidenza – come già rilevato in passato – che sono comunque sempre i gruppi principali dell'intero rinnovabile a detenere anche le quote maggiori su ciascuna fonte, fatta eccezione per il solare, dove le quote più significative sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la regione con il maggior numero di operatori è sempre la Lombardia (3.062 soggetti contro i 2.887 nel 2019), seguita da Emilia-Romagna (2.033 contro i 1.871 nel 2018) e Piemonte (1.834 contro i 1.921 nel 2019); sono queste le regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori, oltre al Veneto. A questo proposito, è opportuno segnalare che anche per il 2020 sono stati considerati come autoconsumi anche le cessioni effettuate all'interno di ASSPC, che rappresentano anche quest'anno il 21% del totale degli autoconsumi.

Come negli ultimi anni le regioni in cui è più basso il livello di concentrazione nella generazione elettrica sono la Basilicata, le Marche e la Lombardia, con il C3 (la quota dei primi tre operatori) rispettivamente pari a 16%, 23,3% e 35%; il livello più alto, invece, è ancora in Liguria, con il C3 sopra l'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi si rilevano in Basilicata, Marche, Puglia, Campania e Lombardia, mentre quelli più alti si registrano in Liguria, Valle d'Aosta, Lazio e Umbria⁵.

La tavola 2.10 consente, invece, di apprezzare la ripartizione della generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. In particolare, in tutte le zone, a eccezione del Centro-Nord (che include Toscana e Marche), il termoelettrico convenzionale contribuisce alla generazione lorda sempre per oltre il 50%; in particolare nelle zone Sicilia, Calabria e Sardegna (ciascuna zona è composta dalla regione di cui ha assunto la denominazione), tale quota supera il 70%.

Nella zona Centro-Nord è molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile, che arriva a coprire il 39% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non supera mai il 10%, passando dal 2% della zona Sicilia al 9% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

Per contro, la generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla dal 31% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) al 4% della zona Nord e rappresenta il 12% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, copre la generazione nazionale della zona Nord per il 30%, e, a seguire, quella della zona Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) per il 13% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 6% (Centro-Nord) fino all'1% della zona Sud.

⁵ Relativamente alla presenza territoriale degli operatori, le differenze rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020*, come nelle altre tavole, possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2020

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	1.866	261	45,5%	58,0%
Valle d'Aosta	56	5	85,7%	86,8%
Liguria	124	23	76,2%	88,1%
Lombardia	3.062	676	35,0%	-
Trentino-Alto Adige	-	43,7	-	-
Veneto	825	103	57,5%	61,4%
Friuli-Venezia Giulia	1.830	390	47,9%	59,6%
Emilia-Romagna	436	72	61,8%	62,8%
Toscana	2.033	432	56,7%	55,7%
Lazio	611	112	64,3%	50,1%
Marche	521	100	64,1%	75,4%
Umbria	875	96	23,3%	30,1%
Abruzzo	266	33	73,7%	74,9%
Molise	501	62	57,5%	58,8%
Campania	120	10	67,0%	71,6%
Puglia	431	91	42,3%	44,3%
Basilicata	1.180	53	48,0%	37,7%
Calabria	363	18	16,0%	17,5%
Sicilia	176	10	72,0%	56,2%
Sardegna	556	59	53,5%	52,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.10 Generazione lorda per fonte e zona di mercato nel 2020

ZONA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro-Nord	6%	9%	39%	47%	100%
Centro-Sud	13%	20%	8%	60%	100%
Nord	30%	4%	9%	56%	100%
Sardegna	3%	19%	4%	73%	100%
Sicilia	3%	26%	2%	70%	100%
Sud	1%	31%	5%	62%	100%
Calabria	5%	14%	8%	72%	100%
TOTALE	18%	12%	10%	59%	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*)⁶, 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;
- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium*⁷ 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 2012⁸;
- conto energia (*feed in premium*) 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): esse trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del 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: trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Queste tariffe sono state oggetto di revisione nell'anno 2016: in particolare, il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha stabilito, oltre a una loro revisione, 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 trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, il medesimo decreto interministeriale ha previsto ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici fino a 1 MW i cui moduli fotovoltaici sono 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.

Gli effetti economici dei meccanismi di incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

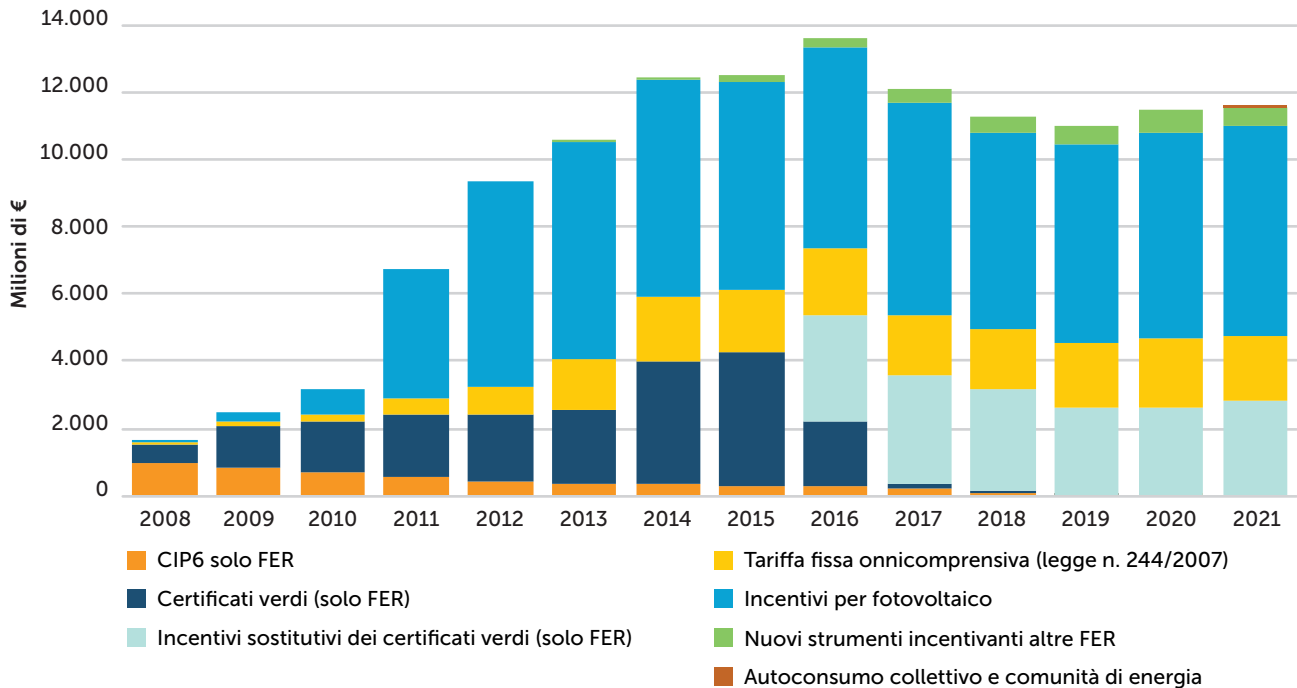
6 *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

7 *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

8 A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a poco più di 62 TWh: di tale quantità, il 34% è stato prodotto da impianti fotovoltaici, il 25% da impianti eolici, il 26% dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 3% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5).

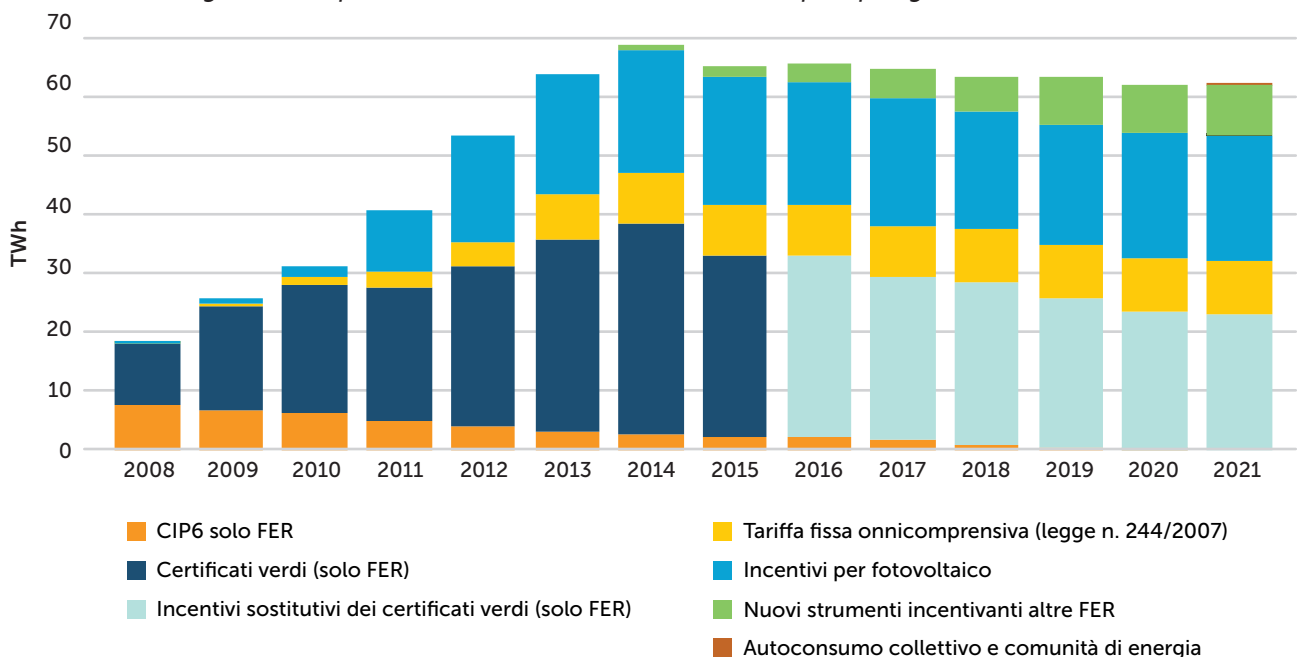
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili^(A)



(A) I dati relativi all'anno 2020 sono preconsuntivi, mentre i dati per il 2021 rappresentano la miglior stima al momento possibile.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

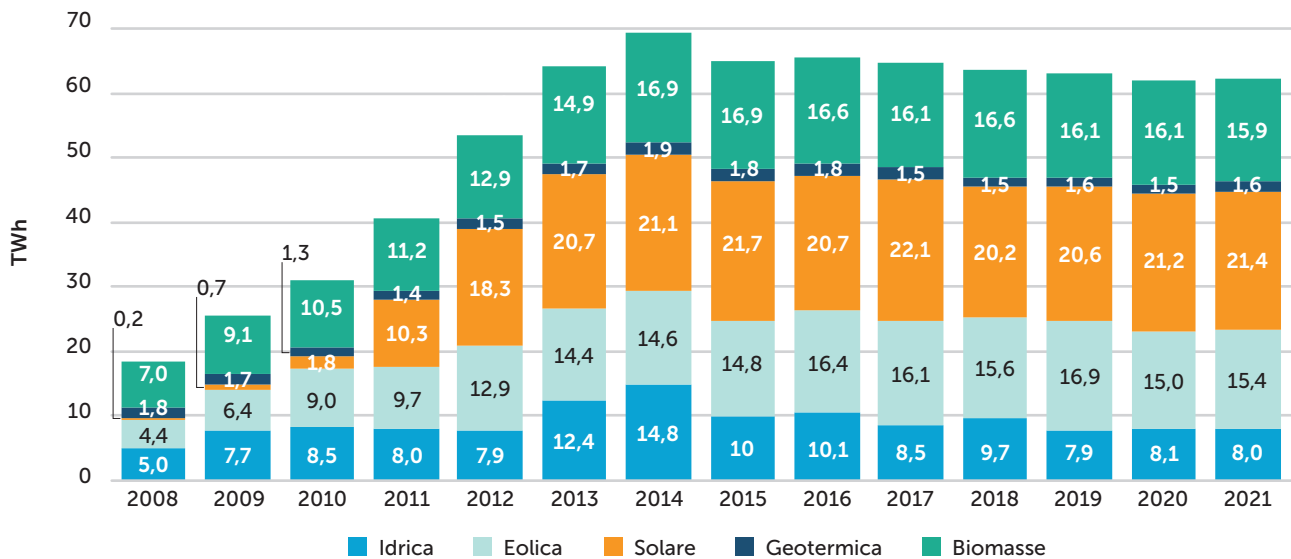
FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante^{(A)(B)}



(A) I dati relativi all'anno 2020 sono preconsuntivi, mentre i dati per il 2021 rappresentano la miglior stima al momento possibile.

(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)

(A) I dati relativi all'anno 2020 sono preconsuntivi, mentre i dati per il 2021 rappresentano la miglior stima al momento possibile.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Con il venire meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_{SOS} .

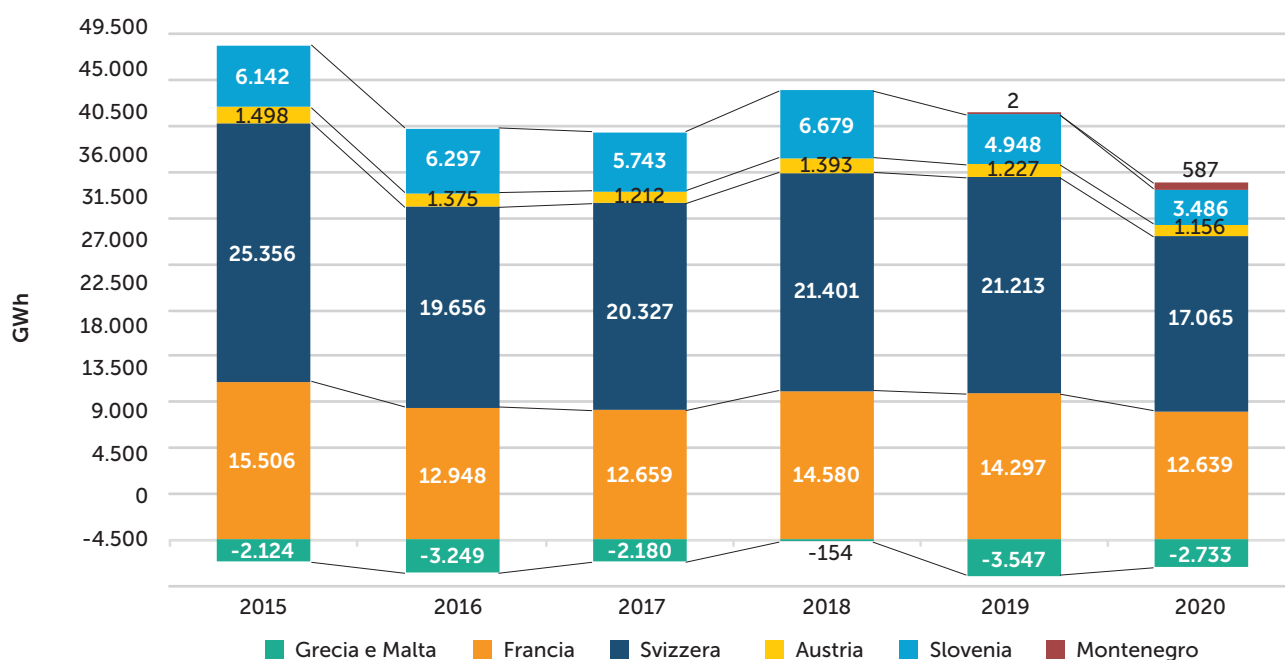
Tale componente, oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione ai sensi del provvedimento CIP n. 6/1992 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

Per l'anno 2020, si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle sole fonti rinnovabili siano pari a circa 11,5 miliardi di euro.

Importazioni nette

Coerentemente con la riduzione del fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2020, anche il saldo estero ha registrato una diminuzione del 15,6%; le importazioni nette, infatti, sono diminuite da 38,2 TWh nel 2019 a 32,2 TWh. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è scesa dall'11,9% al 10,6%, un livello mai così basso negli ultimi vent'anni.

La diminuzione del saldo estero è dovuta alla riduzione delle importazioni (-9,5%) e al contemporaneo incremento delle esportazioni (+30%). Le importazioni sono scese a 39,8 TWh dai 44 TWh dell'anno precedente, mentre le esportazioni hanno raggiunto il livello record di 7,6 TWh, superando di 1,7 TWh quelle del 2019.

FIG. 2.6 Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2015

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

Il minore ricorso alle importazioni è probabilmente dovuto alla minore domanda di elettricità proveniente dal settore termoelettrico e al maggiore ricorso alla produzione da fonti di generazione rinnovabile non programmabile. Tra le ragioni dell'incremento delle esportazioni di energia elettrica sono da menzionare l'elevata competitività delle produzioni italiane di solare termico ed eolico.

In particolare, l'Italia ha esportato 910 GWh in più rispetto al 2019 verso la Svizzera (+93%), 216 GWh in più verso la Francia (+23%), 178 GWh verso la Slovenia (+72%) e 1 TWh in più verso il Montenegro. Da quest'ultimo paese, però, nel 2020 l'Italia ha importato 1,6 TWh in più rispetto al 2019, pertanto il saldo è positivo e pari a 587 GWh di importazione netta dal Montenegro. È rimasto, invece, negativo il saldo verso Grecia e Malta, paesi verso i quali l'Italia è un esportatore netto. Complessivamente i volumi in uscita verso questi due paesi, circa 3,1 TWh, hanno ridotto il valore delle importazioni italiane dell'8,5%. Abbiamo importato meno elettricità soprattutto dalla Svizzera (-3,2 TWh, vale a dire -15% di energia importata da questo paese rispetto al 2019), ma anche dalla Francia (-1,4 TWh), dalla Slovenia (-1,3 TWh) e dall'Austria (-0,1 TWh).

Anche nel 2020 la Svizzera rimane il paese da cui proviene la maggior parte (53%) del nostro saldo estero (Fig. 2.6). Un altro 39% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia, l'11% dalla Slovenia, il 4% dall'Austria e l'1,8% dal Montenegro. Verso Slovenia, Francia e Austria è operativo il *market coupling* (su cui si veda *infra*).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo circa 73.600 km di linee e circuiti elettrici e di circa 900 stazioni di smistamento.

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

LINEE E STAZIONI	2016	2017	2018	2019	2020
Numero operatori di rete	11	9	9	11	11
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.114	11.202	11.211	11.211	11.225
Linee 220 kV (km)	10.907	10.876	10.877	10.817	10.825
Linee ≤ 150 kV (km)	48.965	48.934	48.899	48.938	48.913
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	961	961	1.480	1.480
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	163	166	166	173	174
Numero stazioni 220 kV	154	153	153	154	151
Numero stazioni ≤ 150 kV	545	558	568	575	578

(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.

Nel 2020 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono rimaste le stesse 11 dell'anno precedente. Fino al 2018 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, erano presenti nella trasmissione elettrica: Megareti (ex Agsm Distribuzione, che ha incorporato Agsm Trasmissione) del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission, che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige, Arvedi Trasmissione, che opera nella zona di Cremona, Seasm del gruppo A2A, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale⁹, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*).

Dal 2019 si sono aggiunte altre due imprese: Terna Crna Gora e Monita Interconnector. Entrambe queste società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro,

⁹ 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.

che è entrato in esercizio il 28 dicembre 2019. Quest'ultima interconnessione consta di un collegamento lungo 445 km tra le stazioni elettriche di Cepagatti, in provincia di Pescara, e Lastva, nel comune di Kotor, per una potenza di 600 MW, sulla quale il Ministero per lo sviluppo economico ha concesso¹⁰ l'esenzione dell'accesso a terzi su una parte della capacità che è riservata agli energivori in base al meccanismo dell'*interconnector*. Più precisamente, l'esenzione è stata richiesta e concessa per 200 MW a Monita Interconnector, i cui asset sono complessivamente pari a 300 MW funzionali al collegamento Italia-Montenegro. Il decreto ministeriale ha stabilito altresì che, al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto di esenzione e ricadente in territorio italiano sarà trasferita a Terna.

Considerando quindi gli asset di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2020 il gruppo Terna possedeva 73.351 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 903 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Nel corso del 2020 l'assetto societario di Terna non ha subito variazioni relativamente ai soci con quote superiori al 2%: è rimasta costante la partecipazione di controllo del 29,85% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹, oltre alla quale vi è solo Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, con il 5,122%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti, nel corso del 2020 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono cresciute di 13 km, quelle a 220 kV sono cresciute di 8 km, mentre quelle con tensione inferiore a 150 kV sono diminuite di 25 km; nessuna variazione ha interessato le linee a corrente continua. Rispetto al 2019 è salito di un'unità anche il numero delle stazioni: se ne registrano una in più tra quelle a 380 kW, tre in più tra quelle inferiori a 150 kV, mentre sono diminuite di tre unità le stazioni a 220 kV.

Tra le nuove realizzazioni è da menzionare il collegamento di Capri con la terraferma, che è stato inaugurato nel mese di ottobre: lungo 19 km, questo collegamento permette di azzerare le emissioni inquinanti grazie alla dismissione della centrale a gasolio presente sull'isola. Sempre nel corso del 2020 sono entrate anche in esercizio complessivamente 112 km di nuove linee e sono state realizzate e/o ampliate 9 stazioni elettriche.

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. A questi quattro paesi, come si è visto, si è aggiunto dalla fine del 2019 il collegamento con il Montenegro. Nel 2019 sono state in funzione 26 linee di interconnessione, suddivise tra i vari livelli di tensione, di cui tre sono *merchant line*: due di collegamento con la Svizzera (l'elettrodotto 380 kV Mendrisio-Cagno e l'elettrodotto 150 kV Tirano-Campocologno) e una di collegamento con l'Austria (elettrodotto 132 kV Tarvisio-Greuth), che è la più recente, essendo entrata in funzione 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 i 6.900 e gli 8.400 MW in ingresso (importazione) e fra i 3.000 e i 3.500 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

¹⁰ Con il decreto direttoriale 5 settembre 2019, n. 290/ML/7/2019.

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, società controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

23 alle 7 del mattino di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente tra i 6.300 e i 7.600 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).

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		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Francia	3.150	3.150	3.150	2.700	2.700	2.700
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	8.435	6.905	6.905	6.905
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	-	600	600	-	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	9.535	9.535	7.405	8.005	8.005
Francia	995	995	995	870	870	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	3.565	3.010	3.010	3.010
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	-	600	600	-	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.665	4.665	3.510	4.110	4.110

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, come descritte nel Piano di sviluppo 2020, tra le opere di interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che sono tuttora in fase di realizzazione figurano:

- il collegamento tra il Piemonte e la Francia, Piossasco-Grand Île, autorizzato nel 2011 (e nel 2016 per alcune varianti), denominato "Piemonte-Savoia", che consiste nella realizzazione di un cavo terrestre in altissima tensione e in corrente continua, di potenza nominale 2 x 600 MW. Con riferimento alle attività realizzative in corso, su un totale di circa 95 km di lunghezza della parte italiana del collegamento, a dicembre 2020 risultavano completate la posa del collegamento in cavo per l'intero tracciato, nonché le opere civili e il montaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche necessarie per la stazione di conversione di Piossasco. I lavori hanno subito dei rallentamenti, sia in Italia che in Francia, a causa dell'emergenza sanitaria. Pertanto, l'entrata in esercizio dell'interconnessione è al momento prevista per il quarto trimestre del 2021;

- il collegamento tra la Provincia autonoma di Bolzano e l'Austria, Prati di Vize-Brennero-Steinach, che consiste nella realizzazione di un elettrodotto 132/110 kV, autorizzato dalla Provincia autonoma di Bolzano nel 2003, che collegherà il Tirolo attraverso il valico del Brennero.

Il primo dei due progetti sopra menzionati beneficia anche di finanziamenti di soggetti privati, essendo stato selezionato da Terna nel 2009¹². Insieme a esso, tra i progetti individuati e selezionati da Terna in collaborazione con i TSO (*Transmission System Operator*) dei paesi confinanti e finanziati da soggetti privati (in base a quanto previsto dalla legge n. 99/2009), vi sono anche:

- l'interconnessione a 220 kV tra la futura stazione di Nauders (Austria) e l'esistente stazione di Glorenza (Bolzano), per la quale nel marzo 2020 la società Resia – che deve realizzare l'opera¹³ – ha inviato al Ministero dello sviluppo economico l'istanza di esenzione. Nel mese di novembre 2020 l'Autorità ha emesso parere favorevole al rilascio del decreto di esenzione in favore di Resia;
- l'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua Salgareda (Treviso) e Divača/Beričevo (Slovenia), inclusa nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario che riguardano l'Italia adottato il 31 ottobre 2019 dalla Commissione europea, che consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera Nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.

Ulteriori progetti di interconnessione – per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare – menzionati nel Piano di sviluppo 2020 sono:

- interconnessione 220 kV tra Italia e Austria che potrebbe rientrare tra i progetti in attuazione dell'art. 32 della legge n. 99/2009;
- collegamento Italia-Francia, denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia continentale; il progetto è necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2) che, avendo superato la propria vita utile, è soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio mettendo a rischio la sicurezza del sistema elettrico sardo; il progetto è incluso nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario che riguardano l'Italia adottato il 31 ottobre 2019 dalla Commissione europea;
- collegamento Italia-Tunisia, conosciuto come Elmed, anch'esso incluso nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario menzionato, che potrebbe ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. Su questo progetto di collegamento nel corso del 2020 sono proseguite le attività di sviluppo; in particolare, è stata lanciata la gara per la realizzazione dello studio del tracciato marino. Inoltre, nel mese di maggio 2020 i promotori (Terna e il gestore della rete tunisina STEG) hanno candidato il progetto di interconnessione elettrica Italia-Tunisia al finanziamento del programma comunitario *Connecting Europe Facility*, pensato per agevolare la realizzazione dei progetti di interesse comune.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2020 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 126 distributori elettrici, lo stesso numero del 2019; tutti i soggetti hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità.

Prima di illustrare i dati raccolti, è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che i distributori elettrici hanno comunicato tramite l'Anagrafica operatori; in particolare, con decorrenza 1° gennaio 2020:

¹² In attuazione dell'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

¹³ Terna ha costituito nel luglio 2018 la società veicolo Resia Interconnector (Resia), allo scopo di presentare, su mandato dei finanziatori privati, la richiesta di esenzione dal diritto di accesso dei terzi per una capacità pari a 150 MW, per una durata di 10 anni, e realizzare l'*interconnector*.

- Edyna ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica nella frazione di Lutago nel Comune di Valle Aurina (BZ), alimentata da Centrale Elettrica Ahrntal;
- Azienda Elettrica Gröbner Pilling Helga & co. ha cambiato la propria ragione sociale in E-Werke di Pilling Helga & co., mentre l'Azienda Elettrica Stein ha mutato la propria natura giuridica da società in nome collettivo a società a responsabilità limitata;
- la Società Cooperativa Elettrica Gomion è divenuta una cooperativa elettrica storica.

Dal 1° novembre 2020, inoltre, la società RetiPiù è entrata nel gruppo A2A per effetto del cambio della compagine societaria del suo unico socio, l'impresa Ambiente Energia Brianza (AEB), che possiede il 100% del capitale sociale di RetiPiù. Dalla data menzionata, infatti, la partecipazione del Comune di Seregno nel capitale di AEB si è ridotta dal 71,4% al 37,05% in favore di A2A: AEB è quindi entrata nel gruppo A2A portandovi all'interno anche le proprie partecipazioni.

La tavola 2.13 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 2015. Nel 2020 sono stati complessivamente erogati 248,6 TWh, 20 in meno rispetto al 2019. Con una diminuzione dell'attività del 7,5%, il livello dei prelievi è sceso a un minimo storico mai registrato dalla seconda metà degli anni 2000.

I primi 10 distributori (con più di 100.000 utenti) servono il 98,1% dei clienti totali ed erogano il 98% dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. Se a questi aggiungiamo gli altri due soggetti con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000, sia la quota di punti di prelievo serviti sia quella dell'energia distribuita salgono al 98,5%. In pratica, i restanti 114 operatori della distribuzione erogano l'1,5% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2015

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO	137	135	129	127	126	126
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	3	2	2	2	2	2
Tra 20.000 e 50.000	8	8	9	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	21	20	20	19	19	19
Tra 1.000 e 5.000	43	43	40	39	38	38
Fino a 1.000	52	52	48	47	48	48
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	267.985	264.377	268.646	267.942	268.685	248.550
Oltre 500.000	252.708	249.238	253.247	252.199	253.082	233.818
Tra 100.000 e 500.000	8.425	9.996	10.080	10.590	10.522	9.874
Tra 50.000 e 100.000	3.253	1.572	1.584	1.481	1.403	1.359
Tra 20.000 e 50.000	1.577	1.548	1.797	1.834	1.821	1.734
Tra 5.000 e 20.000	1.371	1.356	1.243	1.155	1.192	1.132
Tra 1.000 e 5.000	529	536	560	537	524	504
Fino a 1.000	123	131	135	146	141	129

(segue)

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.807	36.860	36.912	36.851	36.794	36.830
Oltre 500.000	34.832	34.877	34.935	34.866	34.809	34.841
Tra 100.000 e 500.000	1.171	1.268	1.261	1.284	1.287	1.290
Tra 50.000 e 100.000	230	137	137	137	137	137
Tra 20.000 e 50.000	243	246	266	266	267	267
Tra 5.000 e 20.000	213	210	194	179	181	183
Tra 1.000 e 5.000	95	99	98	98	91	91
Fino a 1.000	22	23	22	22	22	22

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 1.973 GWh, anch'esso – ovviamente – in calo del 7,5% rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nel 2020, pari a 36,8 milioni, non è diminuito, anzi ha registrato un lievissimo aumento (0,1%, ovvero di circa 36.000 unità). Il numero medio di utenti finali serviti da ciascun operatore è risultato di circa 292.000 unità, lo stesso valore del 2019.

La classificazione delle imprese per numero di utenti esposta nella tavola non evidenzia nessuna variazione rispetto al 2019: i 10 distributori medio-grandi (quelli con più di 100.000 utenti) sono gli stessi da diversi anni, così come si mantiene inalterato il numero degli operatori intermedi; una lievissima variabilità caratterizza gli esercenti più piccoli.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè 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 e che opera principalmente in Emilia-Romagna), Megareti (ex Agsm Distribuzione, del gruppo veronese Agsm), 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, è mutata molto poco rispetto al 2019: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 41,3%, e gli enti pubblici (34,3%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (7,9%) e a società diverse (10,6%). La quota relativa alle imprese energetiche locali si riduce, leggermente, di anno in anno: nel 2020 è risultata del 5,8% (era l'8,5% nel 2013).

Per quanto riguarda la natura giuridica dei distributori elettrici, 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, ciascuna, un altro 21% dei distributori; seguono, con il 16%, le cooperative a responsabilità limitata e con il 10% le società cooperative; il restante 10% si divide tra altre forme.

Nel 2020 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 3.000 km, divisi equamente tra le reti in bassa tensione e quelle in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono rimaste invariate. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.276.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione (Tav. 2.15).

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori nel 2020*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Persone fisiche	41,3%
Enti pubblici	34,3%
Società diverse	10,6%
Imprese energetiche nazionali	7,9%
Imprese energetiche locali	5,8%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%
TOTALE	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.15 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2020 (in km)*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DEI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.106	29.534	43	9
Valle d'Aosta	2.875	1.609	57	2
Lombardia	89.140	43.440	46	11
Trentino-Alto Adige	19.070	9.018	191	60
Veneto	64.100	27.906	50	3
Friuli-Venezia Giulia	16.118	8.669	4	5
Liguria	22.296	7.225	0	2
Emilia-Romagna	69.829	33.477	35	3
Toscana	60.822	27.320	0	2
Umbria	20.501	9.004	0	2
Marche	29.972	11.994	0	7
Lazio	69.644	30.083	526	6
Abruzzo	27.085	10.407	0	7
Molise	8.308	3.766	0	1
Campania	63.929	26.026	0	5
Puglia	65.401	32.774	4	3

(segue)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DEI DISTRIBUTORI ^(A)
Basilicata	15.602	10.469	1	1
Calabria	45.731	18.583	0	1
Sicilia	83.120	36.898	4	11
Sardegna	38.851	18.712	0	3
ITALIA	878.501	396.912	961	-

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige: 60 imprese, che gestiscono il 2,2% 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 (11 distributori), Piemonte (9 soggetti), Marche e Abruzzo (7 imprese).

TAV. 2.16 *Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2020 (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	51.629	25.264	160.370	6.097	211.999	31.360
Unareti	1.765	943	7.966	204	9.731	1.147
Areti	2.800	1.331	6.156	307	8.957	1.637
Ireti	829	559	2.303	136	3.132	695
Edyna	371	173	2.144	61	2.515	234
Set Distribuzione	434	267	1.698	66	2.131	332
Inrete Distribuzione Energia	402	201	1.546	61	1.947	262
Megareti	270	132	1.419	37	1.689	169
Servizi a Rete	117	55	928	18	1.045	72
Deval	143	104	668	25	812	129
AcegasApsAmga	241	132	539	31	780	163
ASM Terni	101	52	213	12	314	64
Altri operatori	832	437	2.666	126	3.499	563
TOTALE	59.933	29.649	188.617	7.181	248.550	36.830

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordine delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (Tav. 2.16) per quantità di energia erogata non è cambiato rispetto al 2019: e-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale, con la quota dell'85,3% dei volumi complessivamente distribuiti. Seguono, nello stesso ordine dell'anno precedente: Unareti (gruppo A2A) con il 3,9%, Areti (gruppo Acea) con il 3,6%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,3%, Edyna (gruppo Alperia) con l'1%. 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, e-distribuzione, sono dell'86,1% nel domestico e dell'85% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,7%), Unareti (2,9%) e Ireti (1,4%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,2%), Areti (3,3%), Ireti (1,2%) ed Edyna (1,1%).

L'81% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione sono domestici, mentre il rimanente 19% è rappresentato da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia distribuita, che per il 24% sono effettuati da clienti domestici e per il restante 76% da clienti non domestici. Presentano un'incidenza dei consumi non domestici superiore all'80% gli operatori Servizi a Rete (88,8%), Edyna (85,3%), Megareti (84%), Deval (82,3%) e Unareti (81,9%). All'opposto, ASM Terni, Areti, AcegasApsAmga e Ireti ottengono, invece, una quota di volumi più elevata della media per i clienti domestici (rispettivamente, il 32,2%, il 31,3%, il 30,9% e il 26,5%).

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.17) mostra che la riduzione dei volumi complessiva è avvenuta solo negli usi non domestici. Il calo globale del 7,5% nei volumi prelevati rispetto al 2019, infatti, è determinato da una riduzione di 21,6 TWh (-10,3%) nei prelievi dei punti non domestici e da un incremento di quasi 1,5 TWh (+2,5%) nei prelievi dei clienti domestici. In tutta evidenza, questi andamenti riflettono la chiusura delle attività produttive e dei servizi imposte per molti mesi dell'anno dalla crisi sanitaria e un maggiore consumo dei domestici dovuto a un'inusuale e maggiore permanenza delle persone nelle case.

TAV. 2.17 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2020 (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	4.029	2.315	14.375	557	18.405	2.872
Valle d'Aosta	153	108	689	27	842	135
Lombardia	9.952	4.881	46.202	1.070	56.154	5.951
Trentino-Alto Adige	1.027	554	4.745	164	5.772	718
Veneto	5.166	2.328	20.743	582	25.909	2.910
Friuli-Venezia Giulia	1.258	651	7.214	148	8.472	799
Liguria	1.510	1.031	4.056	251	5.566	1.282
Emilia-Romagna	4.620	2.260	17.371	606	21.991	2.866
Toscana	3.849	1.899	11.382	525	15.231	2.424
Umbria	876	424	3.648	114	4.524	538
Marche	1.451	748	4.538	205	5.989	953
Lazio	5.785	2.789	13.172	641	18.957	3.430
Abruzzo	1.206	718	3.906	159	5.112	877
Molise	261	170	1.001	38	1.262	209
Campania	5.130	2.276	10.237	558	15.367	2.834
Puglia	3.847	1.916	7.914	498	11.761	2.413
Basilicata	472	279	1.612	72	2.083	352

(segue)

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Sicilia	5.329	2.399	8.642	545	13.971	2.944
Sardegna	2.087	881	4.360	199	6.447	1.080
ITALIA	59.933	29.649	188.617	7.181	248.550	36.830

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda l'incidenza delle varie regioni nei consumi non si registrano novità di particolare rilievo da un anno all'altro. I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, che assorbe complessivamente il 22,6% 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 10,4% sul consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,8%, il Piemonte (7,4%), il Lazio (7,6%), la Toscana (6,1%), la Campania (6,2%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

Nel 2020 la distribuzione ha servito 36,8 milioni di utenti: 29,6 milioni di famiglie e 7,2 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici hanno quasi raggiunto 60 TWh, mentre quelli dei non domestici si sono fermati a 188,6 TWh. Analogamente a quanto rilevato per i volumi, gli utenti domestici hanno riportato una lieve crescita rispetto al 2019 (+0,4%), mentre i non domestici sono diminuiti dell'1%. A seguito di questi andamenti, nel 2020 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente salito a 2.021 kWh dai 1.979 kWh del 2019 (+2,1%).

Come già descritto nelle *Relazioni Annuali* degli anni scorsi, 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, se non nella parte che riguarda gli oneri di sistema, per il pagamento dei quali, sino a tutto il 2019, esistevano ancora due scaglioni di consumo: da 0 a 1.800 kWh/anno e oltre 1.800 kWh/anno. 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, dal 2018 è utile presentare la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica (Tav. 2.18) e per fascia di consumo e residenza anagrafica (Tav. 2.19), nonché il dettaglio dei clienti per classe di potenza impegnata e per fascia di consumo (Tav. 2.20). In analogia con gli anni scorsi, in queste ultime due tavole i clienti sono suddivisi per le due fasce di consumo impiegate per la fatturazione dei clienti fino al 2019.

La maggioranza dei clienti domestici (80%) è residente e consuma l'87,8% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie (Tav. 2.18). I clienti non residenti sono il 20,1% 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'87,8% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti, per il 71,4%, e i non residenti, per il 16,4%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano l'80% del totale (anche qui divisi tra i residenti, per il 72,6%, e i non residenti, per il 7,4%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 6% dei punti di prelievo e per il 9,3% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla maggiore elettrificazione delle abitazioni (ove siano presenti impianti di condizionamento o impianti di riscal-

damento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne come i piani di cottura a induzione), riguarda il 4,1% delle famiglie italiane e assorbe il 7,6% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Le potenze superiori ai 3 kW stanno lentamente aumentando: nel 2019 i punti domestici con potenza tra 3 e 4,5 kW erano il 5,6%, mentre quelli con potenza tra 4,5 e 6 kW erano il 3,8% del totale.

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2020 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	88	117	753
Da 1,5 a 3 kW	43.502	21.177	2.054
Da 3 a 4,5 kW	4.768	1.410	3.382
Da 4,5 a 6 kW	3.619	866	4.178
Da 6 a 10 kW	622	92	6.790
Da 10 a 15 kW	262	26	10.029
Oltre 15 kW	183	10	18.216
TOTALE RESIDENTI	53.043	23.697	2.238
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	71	285	249
Da 1,5 a 3 kW	4.439	4.866	912
Da 3 a 4,5 kW	792	374	2.118
Da 4,5 a 6 kW	938	347	2.706
Da 6 a 10 kW	264	50	5.277
Da 10 a 15 kW	158	18	8.564
Oltre 15 kW	228	12	19.418
TOTALE NON RESIDENTI	6.890	5.952	1.158
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.933	29.649	2.021

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2020 per fascia di consumo e residenza anagrafica (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1.800 kWh	11.784	10.582	1.114
Oltre 1.800 kWh	41.260	13.115	3.146
TOTALE RESIDENTI	53.043	23.697	2.238
NON RESIDENTI			
Fino a 1.800 kWh	2.857	4.865	587
Oltre 1.800 kWh	4.032	1.087	3.711
TOTALE NON RESIDENTI	6.890	5.952	1.158
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.933	29.649	2.021

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi elettrici delle famiglie italiane che emergono dai dati della distribuzione sono piuttosto contenuti: il 52,1% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera la soglia dei 1.800 kWh annui (Tav. 2.19) e preleva poco meno di un quarto di tutta l'elettricità distribuita (24,4%). Le famiglie con consumo annuo superiore a 1.800 kWh sono il 47,9% del totale e prelevano il 75,6% dell'energia. Tra i residenti, le famiglie nella fascia di consumo annuo fino a 1.800 kWh hanno un'incidenza inferiore, costituendo il 44,7% dei punti di prelievo e il 22,2% dei volumi, mentre tra i non residenti rappresentano l'81,7% delle utenze e il 41,5% dei volumi.

Il prelievo medio delle famiglie italiane, che – come già notato – è complessivamente pari a 2.021 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.238 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.158 kWh, entrambi comunque in lievissima crescita rispetto al 2019 (erano pari, rispettivamente, 2.184 e 1.153 kWh). Il dettaglio dei prelievi distinti tra clienti residenti e non, suddivisi per classi di potenza e fasce di consumo, è illustrato nella tavola 2.19.

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza e per fascia di consumo (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLIENTI PER CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	RESIDENTI			NON RESIDENTI		
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	88	117	753	71	285	249
Fino a 1.800 kWh	51	103	494	60	282	214
Oltre 1.800 kWh	37	13	2.746	11	4	2.827
Da 1,5 a 3 kW	43.502	21.177	2.054	4.439	4.866	912
Fino a 1.800 kWh	11.048	9.970	1.108	2.413	4.165	579
Oltre 1.800 kWh	32.454	11.207	2.896	2.026	701	2.892
Da 3 a 4,5 kW	4.768	1.410	3.382	792	374	2.118
Fino a 1.800 kWh	352	256	1.376	184	211	872
Oltre 1.800 kWh	4.415	1.153	3.828	608	163	3.730
Da 4,5 a 6 kW	3.619	866	4.178	938	347	2.706
Fino a 1.800 kWh	177	129	1.371	150	173	870
Oltre 1.800 kWh	3.442	737	4.671	788	174	4.526
Da 6 a 10 kW	622	92	6.790	264	50	5.277
Fino a 1.800 kWh	12	8	1.462	14	14	1.032
Oltre 1.800 kWh	611	83	7.312	250	36	6.895
Da 10 a 15 kW	262	26	10.029	158	18	8.564
Fino a 1.800 kWh	2	2	1.528	3	3	1.120
Oltre 1.800 kWh	259	25	10.551	155	15	10.051
Oltre 15 kW	183	10	18.216	228	12	19.418
Fino a 1.800 kWh	1	1	1.517	2	1	1.127
Oltre 1.800 kWh	182	10	19.151	226	10	21.881
TOTALE DOMESTICI	53.043	23.697	2.238	6.890	5.952	1.158

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (282.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (103.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (88 GWh) rispetto ai punti dei clienti non residenti (71 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; pertanto, i consumi medi dei residenti, pari a 753 kWh, sono molto più elevati di quelli dei non residenti, pari a 249 kWh. La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza. Infatti, nella classe di potenza 1,5-3 kW i 2.054 kWh dei clienti residenti si confrontano con i 912 kWh dei non residenti. Nella classe 3-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.382 kWh, mentre quello dei non residenti è 2.118 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 4.178 kWh a fronte dei 2.706 kWh dei non residenti.

Come si è visto poco sopra, la seconda classe di potenza (1,5-3 kW) è quella che raccoglie la stragrande maggioranza delle famiglie italiane (87,8% degli utenti). Nell'ambito di tale classe di potenza, per i residenti la fascia di consumo oltre i 1.800 kWh è quella predominante in termini di prelievi effettuati (74,6%), mentre per i non residenti è la fascia fino a 1.800 kWh quella più importante in termini di volumi prelevati (54,4%). Tenendo conto di questi dati, emerge sostanzialmente che in Italia le famiglie residenti consumano in media 2.896 kWh, mentre quelle non residenti in media 579 kWh all'anno.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.21), nonostante il forte abbassamento dei prelievi, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono pressoché mantenute: come per gli anni scorsi, il 47% dei volumi distribuiti nel 2020 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% 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 2019 i punti non domestici serviti sono diminuiti di poco più di 70.000 unità (-1,0%), mentre i volumi distribuiti sono diminuiti del 10,3%; di conseguenza, il volume medio unitario si è attestato a 26.266 kWh, valore del 9,4% inferiore a quello dell'anno precedente (28.991 kWh). Il segmento dell'alta e altissima tensione è quello che ha registrato le maggiori perdite, sia in termini di clienti (-3,3%), sia in termini di volumi (-16,6%), tuttavia anche la bassa tensione ha visto diminuire i consumi del 10,1% e i punti dell'1%. L'utenza allacciata in media tensione ha avvertito un calo dei prelievi leggermente più contenuto (-7,1%) e una lievissima riduzione nei punti di prelievo (-0,6%).

Un quinto dei 7,1 milioni di utenti serviti in bassa tensione (il doppio rispetto al 2019) ha installato un misuratore elettronico programmato orario, mentre le utenze servite in media o alta tensione sono pressoché completamente dotate di tale strumento. Il 68,5% 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 6,7% nel caso delle utenze in media tensione.

TAV. 2.21 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2020 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi distribuiti 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	65.745	7.079.011	1.446.772	12.017
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0,01	7	5	-
Punti di emergenza	1	1	1	-
Illuminazione pubblica	4.491	279.202	20.531	64
Altri usi	61.253	6.799.801	1.426.235	11.953
Media tensione	88.961	101.046	100.957	7.122
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	91	29	29	-
Punti di emergenza	359	238	238	-
Illuminazione pubblica	273	928	917	1
Altri usi	88.239	99.851	99.773	7.121
Alta e altissima tensione	33.911	970	970	707
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.457	276	276	-
Punti di emergenza	16	15	15	-
Illuminazione pubblica	-	-	-	-
Altri usi	29.438	679	679	707
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	188.617	7.181.027	1.548.699	19.846

(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. 2.22) mostra che il 46,8% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5,8%. La classe di potenza 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 25,4% 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 27,3% dei punti e il 54,2% 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 nell'89% dei casi. Il contatore elettronico è comunque presente in più di metà dei clienti con potenza da 42 a 50 kW e nel 40% dei clienti con potenza da 30 a 42 kW.

TAV. 2.22 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici (altri usi) allacciati in bassa tensione nel 2020 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 1,5 kW	871	1.415.843	367.610	615
Da 1,5 kW a 3 kW	2.700	1.767.012	403.807	1.528
Da 3 kW a 4,5 kW	1.307	373.250	73.542	3.502
Da 4,5 kW a 6 kW	4.751	1.183.158	195.965	4.016
Da 6 kW a 10 kW	7.312	879.268	117.106	8.316
Da 10 kW a 15 kW	8.780	607.187	78.075	14.460
Da 15 kW a 30 kW	12.085	372.881	60.286	32.410
Da 30 kW a 42 kW	5.051	73.947	29.647	68.302
Da 42 kW a 50 kW	2.860	34.516	17.509	82.870
Oltre 50 kW	15.536	92.739	82.688	167.523
TOTALE ALTRI USI IN BT	61.253	6.799.801	1.426.235	9.008

(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

In questo paragrafo vengono illustrati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. 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 clienti¹⁴. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle richieste di connessione in alta o altissima tensione, nell'anno 2020 Terna ha ricevuto 1.420 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 104,4 GW e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 657 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 39,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 105 giorni lavorativi. In corso d'anno sono stati accettati 426 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 24,6 GW. Per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 28 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di

¹⁴ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, SET Distribuzione e Unareti) hanno trasmesso all'Autorità le informazioni, con riferimento all'anno 2020, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

dettaglio (STMD), che è stata accettata dal richiedente, ma al 31 dicembre 2020 la corrispondente connessione non era stata ancora realizzata né attivata.

Sempre riguardo alle richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti di alta tensione, lo scorso anno l'unica impresa distributrice che ne ha ricevute è stata e-distribuzione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto un totale di 235 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 4,7 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 136 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 3,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 50 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, nel corso dell'anno ne sono stati accettati 83, corrispondenti a una potenza di poco più di 2,1 GW; per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 13 MW, è stata presentata la richiesta di STMD che, tuttavia, non è stata resa disponibile entro il 31 dicembre 2020. Pertanto, nel 2020 le imprese di distribuzione non hanno effettuato alcuna connessione in alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di allacciamento nell'anno.

Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2020 le imprese distributrici¹⁵ hanno ricevuto poco più di 72.600 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 9,4 GW, in relazione alle quali, nell'anno hanno messo a disposizione poco più di 67.400 preventivi, per una potenza totale di circa 6,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

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

Poco più di 62.400 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati in corso d'anno, per una potenza totale di poco inferiore a 3,2 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2020, sono state realizzate nell'anno poco più di 41.600 connessioni, corrispondenti a poco meno di 0,4 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 19 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁶;
 - 56 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁷,
- mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 8 giorni lavorativi.

15 Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

16 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.

17 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.

TAV. 2.23 Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento (numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2019	2020	2019	2020
Bassa tensione	231.597	181.423	6,6	5,6
Media tensione	1.409	1.159	12,3	16,3
TOTALE	233.006	182.582	7,9	8,1

(A) 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.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.23), i dati raccolti mostrano che nel 2020 sono state effettuate 182.600 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 8,1 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è stato di 5,6 giorni lavorativi. Un po' più lungo, e pari a 16,3 giorni lavorativi, è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

Anche in questo caso, e com'era logico attendersi, i dati evidenziano un numero di richieste assai minore rispetto al 2019 (allora furono il 21,6% in più) e anche un peggioramento dei tempi di allacciamento nella media tensione: nel 2019 per ottenere una connessione passiva su tale rete erano necessari mediamente 12,37 giorni lavorativi, mentre nel 2020 si è registrato un allungamento di 4 giorni lavorativi, il 32% di tempo in più. Questi andamenti sono in larga misura spiegabili con le vicende legate alla pandemia di Covid-19 che ha ridotto il livello di attività economica e reso gli spostamenti difficili per molti mesi. 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.

Ciascun distributore ha effettuato in media 1.449 connessioni nel corso del 2020. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (44 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.277.

Nel 2020 Terna 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 fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). 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 zionali ponderati per il valore degli acquisti zionali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A partire dal 1° gennaio 2019 è stata semplificata la mappa delle zone geografiche di scambio: sono stati eliminati i poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Priolo, mentre gli impianti a essi afferenti sono stati inclusi nelle zone geografiche di competenza (come ha stabilito la delibera 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel). Inoltre, a partire dal 28 dicembre 2019, è entrata in esercizio la nuova interconnessione tra Italia e Montenegro con allocazione esplicita della capacità di trasporto.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera Nord con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity – NTC*) e all'annullamento di flussi antieconomici¹⁸. Nell'assetto antecedente l'avvio del *market coupling* la capacità di interconnessione sulle predette frontiere veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte nell'MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi, annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si determinavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia elettrica nel mercato *day-ahead*. Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

Il Mercato infragiornaliero (MI) è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 esso si articola in sessioni discrete¹⁹ con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00²⁰ ed è stata aggiunta una sessione. Dal 1° febbraio 2017 l'MI si compone di sette sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7), strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale²¹; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori. A partire da giugno 2016, inoltre, le sessioni MI2 e MI6 sono gestite in coordinamento con le due corrispondenti sessioni di mercato infragiornaliero della Slovenia, nell'ambito del progetto *intraday market coupling*, che ha consentito di rendere efficiente l'allocazione della capacità transfrontaliera sul confine sloveno, mediante il passaggio da aste di allocazione esplicita ad allocazione implicita nell'ambito di tali sessioni del mercato infragiornaliero gestite dal GME. Il 17 aprile 2019 è entrato in operatività un meccanismo analogo per lo svolgimento coordinato delle sessioni MI2 e MI6 con le corrispondenti sessioni del mercato infragiornaliero svizzero.

18 Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

19 Cioè non in negoziazione continua.

20 Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del giorno di consegna con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

21 Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

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 far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri 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, da parte di 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 da quanto avviene negli 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. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in sei sotto-fasi²² di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6), che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del giorno antecedente a quello di consegna), mentre l'MB è organizzato in sei sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²³. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. 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*).

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 solo 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"²⁴.

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX – *Italian Derivatives Energy Exchange*), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

22 Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sotto-fasi.

23 La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1 (giorno antecedente quello di consegna), seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di consegna rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

24 Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*future, 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.

Nel novembre 2019, il GME ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la cessazione dell'operatività della piattaforma Contratti derivati elettrici (CDE) a seguito dell'eliminazione da parte di Borsa Italiana, previa consultazione degli operatori e a valle dell'approvazione della Consob, dell'opzione di consegna fisica nei contratti conclusi nel mercato finanziario dei derivati elettrici. Con decreto del 12 dicembre 2019, il Ministero dello sviluppo economico, dopo aver ricevuto il parere positivo dell'Autorità²⁵, ha approvato la proposta di modifica del GME con decorrenza dal 1° gennaio 2020. Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e, fino alla fine del 2019, venivano registrati i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE per i quali l'operatore avesse richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso²⁶.

Nel mese di luglio 2019, infine, l'Autorità ha espresso parere favorevole²⁷ alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina MGAS, predisposte dal GME, ritenendole funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP-GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui mercati citati.

Scambi nel mercato del giorno prima

Nel contesto di un anno interessato dalla pandemia e dalle misure restrittive adottate per il suo contenimento, nel 2020 si è registrato un netto calo della quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 280,2 TWh (-5,3% rispetto al 2019); in particolare, sono risultate significative le riduzioni dei volumi negoziati nel periodo compreso tra marzo e luglio (con una variabilità compresa tra -7% e -17% rispetto ai mesi corrispondenti del 2019). Riduzioni di tale portata si sono registrate esclusivamente nel 2009, anno della precedente crisi economica. Il calo è interamente ascrivibile ai minori acquisti in tutte le zone nazionali (271,6 TWh, -6,0%) e, in particolare, nelle zone Nord (150,8 TWh, -7,0%) e Centro-Nord (28,9 TWh, -6,6%); l'aumento delle esportazioni (8,6 TWh, +26,6%) ha consentito solo un minimo effetto di contenimento. I volumi offerti sono rimasti invece sostanzialmente stabili sul livello del 2019 (453,3 TWh, -0,9%), registrando un calo nella zona Centro-Sud (-12%) e un aumento nella zona Nord (+3%).

La riduzione degli acquisti non si è riflessa, tuttavia, in modo omogeneo tra le fonti del parco tecnologico. Per gli impianti termici, che annoverano il 60% delle vendite (-2% rispetto al 2019), si sono registrati cali che variano da -51% per gli impianti a carbone (5,1 TWh, 3,7% delle vendite termiche) a -32% per quelli a olio combustibile (2,2 TWh, 1,6% delle vendite termiche), fino a -5% per quelli alimentati a gas naturale (118,5 TWh, 84,4% delle vendite termiche). È aumentata, invece, la porzione di energia venduta da impianti rinnovabili (40%, +2% rispetto al 2019), come risultato di riduzioni in tutte le zone meridionali, particolarmente in Sicilia (-12% rispetto al 2019), a fronte però di un aumento significativo nella zona Nord (+7%).

²⁵ Espresso con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com.

²⁶ Per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità.

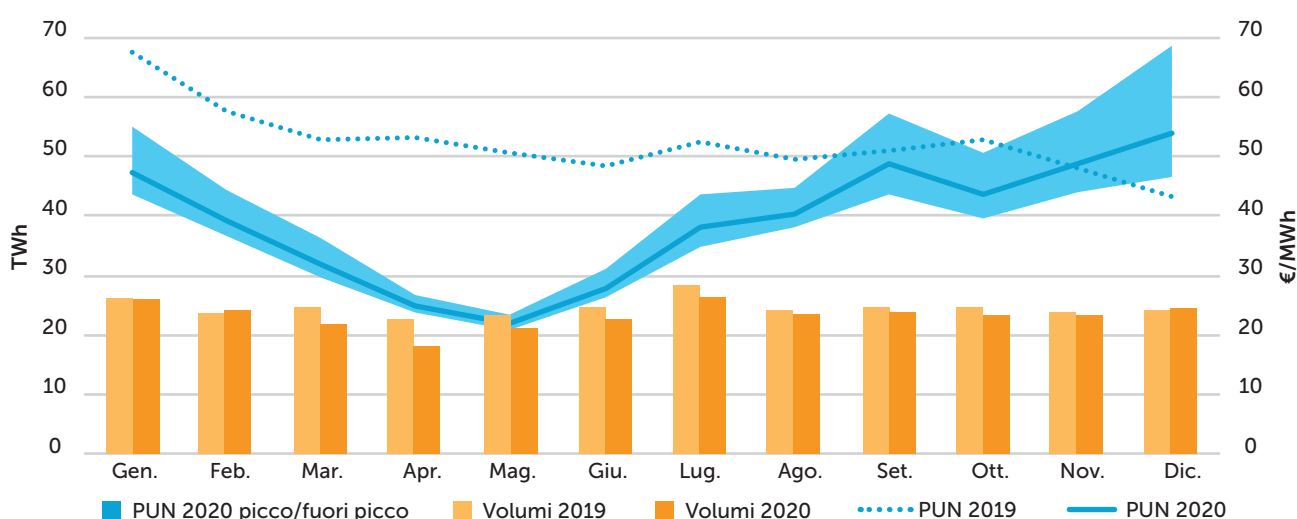
²⁷ Con la delibera 16 luglio 2019, 309/2019/I/com.

È risultata in aumento la quota dei volumi scambiati direttamente in borsa (209,8 TWh), pari al 75% degli scambi totali sull'MGP (+2,8% rispetto al 2019); tale maggiore liquidità è stata sostenuta in vendita dalle esportazioni (+26%) e in acquisto dagli operatori non istituzionali (+2%); in termini percentuali, sono rimasti stabili i volumi di Acquirente unico, pari al 15% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Si è ridotta, pertanto, la quota dei programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali over-the-counter (70,3 TWh, -15%).

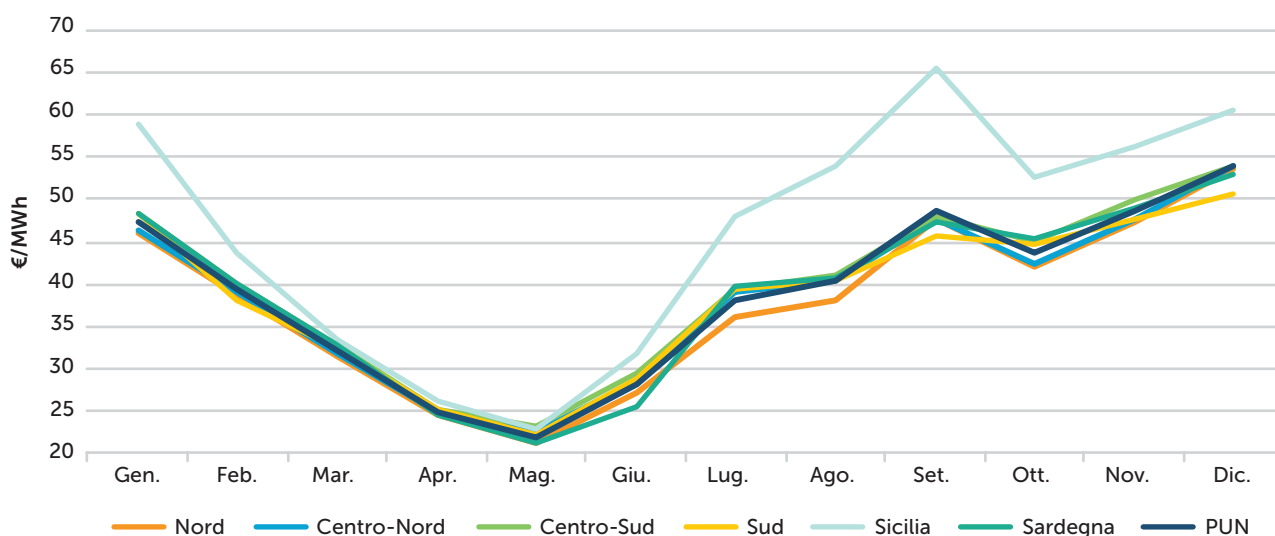
Il prezzo medio nazionale di acquisto dell'energia (PUN) nel 2020 si è attestato al minimo storico di 38,92 €/MWh (Fig. 2.7), in netto ribasso rispetto al 2019 (-25,6%), seppure in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee (Fig. 2.9). Tale calo riflette principalmente la significativa riduzione della domanda e i minori costi della materia prima gas (10,55 €/MWh, -35%). La dinamica è rimasta omogenea per tutti i gruppi di ore, con un valore medio annuale di 45,11 €/MWh (-24%) nelle ore di picco, 37,68 €/MWh (-25%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 33,22 €/MWh (-29%) nei giorni festivi. Osservando il profilo giornaliero, è risultato in lieve aumento il rapporto tra le ore di picco e fuori picco (1,27, +6%), sostenuto, oltre che da un aumento del differenziale nelle ore centrali (+0,8%), da un aumento del differenziale nelle ore serali (+1,5%), solo parzialmente compensato da una riduzione del differenziale nelle ore del mattino (-2%).

A livello zonale (Fig. 2.8) il calo dei prezzi si è caratterizzato per ribassi omogenei nelle varie zone (nell'intorno di -25%) e valori compresi tra 37,8 €/MWh nella zona Nord, il prezzo minimo da più di dieci anni, e 46,2 €/MWh nella zona Sicilia, che registra invece il prezzo zonale più alto per il 14° anno consecutivo. Si è attenuato, tuttavia, il differenziale di prezzo tra la Sicilia e la zona Nord (8,4 €/MWh contro gli oltre 11 €/MWh del 2019), mentre è salito a poco più di 1 €/MWh il differenziale tra la Sardegna e la zona Nord.

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



Fonte: GME.

FIG. 2.8 Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2020

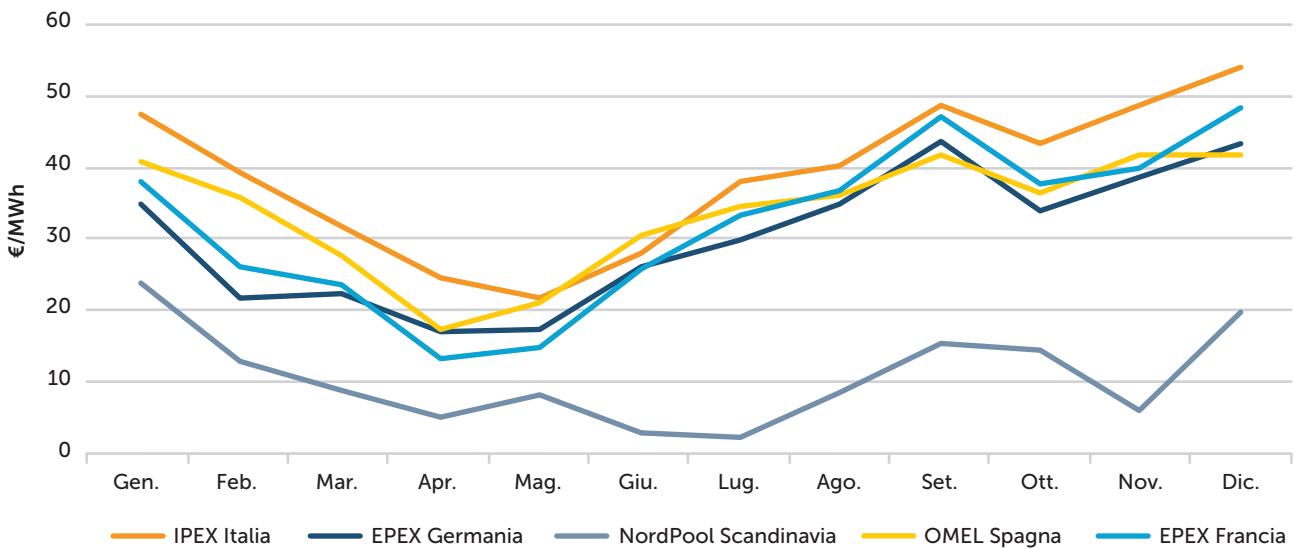
Fonte: GME.

Nel suo quarto anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ha registrato 1.138 transazioni (+9% rispetto al 2019), per un totale di 722 GWh scambiati (+3%), unicamente di profilo *baseload*. Gli scambi si sono concentrati nel secondo e quarto trimestre dell'anno. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri è salito a 0,24 €/MWh (+14 c€/MWh), senza particolari variazioni infra-annuali.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

Anche sul mercato europeo si è osservato un netto calo delle quotazioni dell'energia elettrica, che ha portato a una convergenza di prezzo tra i vari paesi, favorita dai meccanismi di *coupling* (Fig. 2.9). L'area composta da Francia, Germania e Italia è risultata allineata nel 29% delle ore (+21% rispetto al 2019), mentre si è isolata l'area scandinava, la cui quotazione media è scesa a 11 €/MWh, allineandosi a Francia e Germania solo nel 2% delle ore (-9% rispetto al 2019). L'Italia ha evidenziato un differenziale con il resto del Continente europeo di circa +5/7 €/MWh, che rappresenta un valore storicamente contenuto. Inoltre, il prezzo italiano è risultato più competitivo lungo le frontiere, rispetto al 2019, in un numero elevato di ore; è, infatti, risultato più basso di quello francese nel 40% delle ore (15% nel 2019), di quello austriaco nel 38% delle ore (13% nel 2019) e di quello sloveno nel 78% delle ore (56% nel 2019). Tali opportunità di prezzo hanno portato a un netto calo delle importazioni (41,9 TWh, -7%) in favore di un aumento ai massimi storici delle esportazioni (8,6 TWh, +26%), in particolare sulle frontiere settentrionali in *coupling* (Francia: 9%, +6%; Austria: 13%, +9%; Slovenia: 43%, +10%).

FIG. 2.9 *Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2020 (valori medi baseload)*

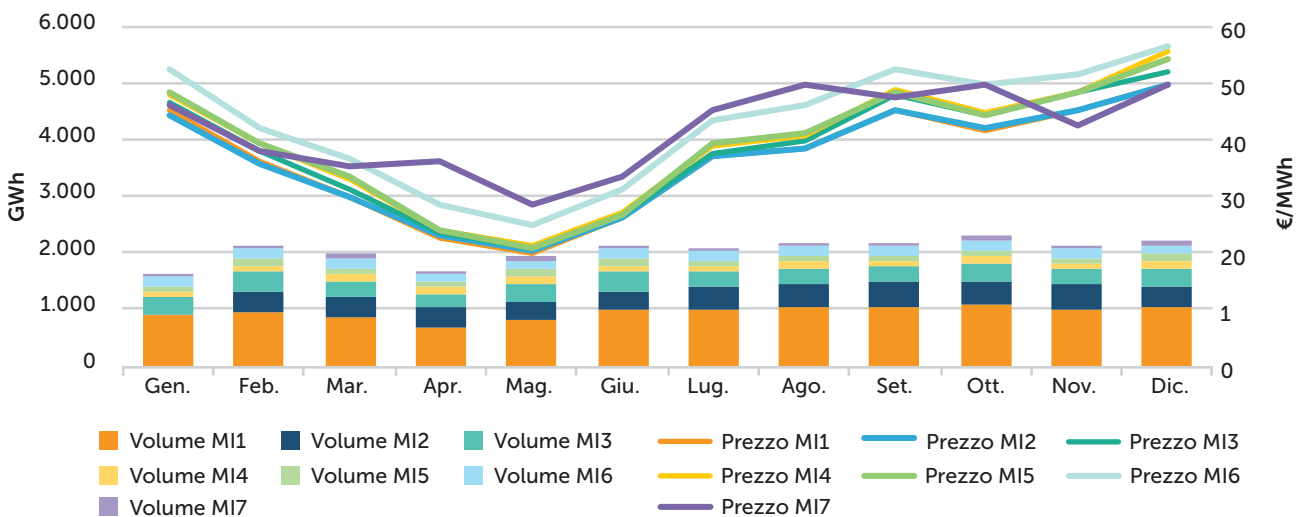


Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

Esiti del mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2020 sul mercato infragiornaliero (24,9 TWh) hanno evidenziato un calo rispetto all'anno precedente (-1,5 TWh, -6%), verificatosi principalmente nelle prime due sessioni di mercato (16 TWh, -1,2 TWh) piuttosto che nelle sessioni successive (8,3 TWh, -0,3 TWh), confermando la preferenza, già riscontrata nel 2019, a scambiare a ridosso del tempo reale. I prezzi registrati rimangono fortemente correlati ai valori del mercato del giorno prima, sebbene rispetto a questo si osservi un progressivo aumento della volatilità all'approssimarsi del tempo reale. Si è ridotto, tuttavia, il differenziale tra le varie sessioni: i prezzi medi delle prime tre sessioni sono risultati tra loro distaccati mediamente meno del 4%, mentre le sessioni MI6 e MI7 hanno registrato differenziali medi fino al 18%, con picchi che hanno raggiunto il 59% nel mese di aprile. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili hanno mostrato progressivi ribassi fino a un minimo di 24,2 €/MWh a maggio, per poi risalire a 56,9 €/MWh a dicembre. Anche su base zonale i prezzi riflettono le dinamiche dell'MGP, registrando il valore medio più basso nella zona Nord (39,3 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (52,2 €/MWh).

FIG. 2.10 *Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2020*



Fonte: GME.

Esiti del mercato a termine dell'energia elettrica

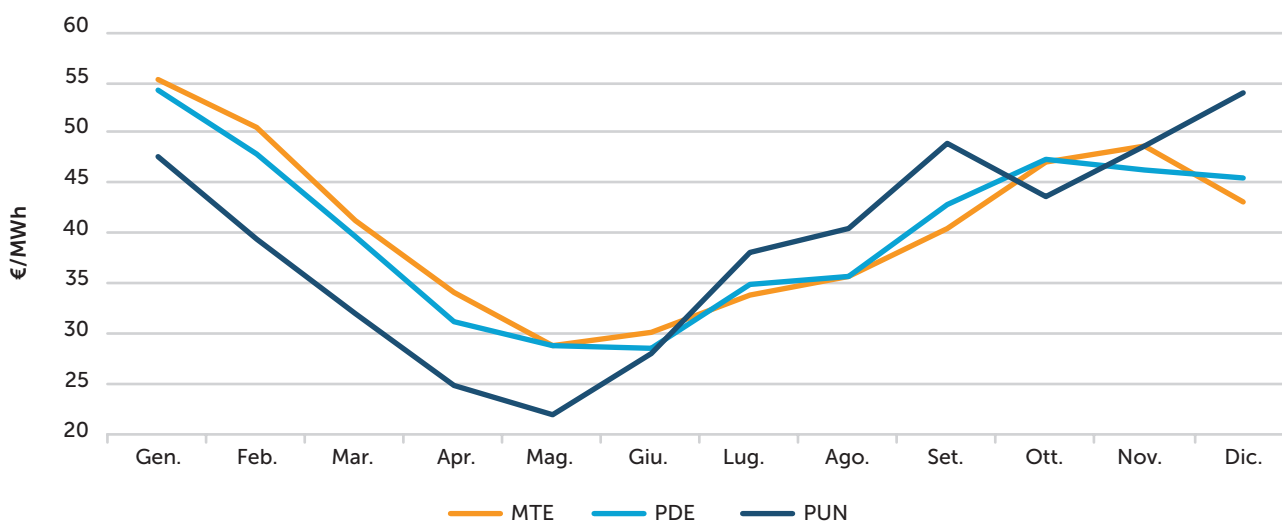
Sul mercato a termine dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2020 sono stati scambiati in totale 0,8 TWh, in netto calo rispetto all'anno 2019 (-53%) (Tav. 2.24). Considerando la tipologia dei prodotti scambiati, si conferma una preferenza per il profilo *baseload* (95%, +1%), mentre la durata dei contratti si distribuisce quasi equamente tra le scadenze mensili (35%), trimestrali (30%) e annuali (35%). Mediamente si sono registrati cinque abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei primi due mesi dell'anno. Per il sesto anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale a 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), gli operatori hanno indicato per il 2020 prezzi compresi tra 21 €/MWh (maggio) e 54 €/MWh (dicembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggiore distacco si è manifestato nei primi quattro mesi dell'anno, in corrispondenza dei primi mesi di pandemia (Fig. 2.11).

TAV. 2.24 Volumi scambiati sul mercato a termine dal 2014

DURATA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	VAR. 2020/2019	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.944	1.004	411	518	391	596	213	-64%	100%
<i>Baseload</i>	2.829	899	323	449	357	561	174	-69%	82%
<i>Peakload</i>	115	105	88	69	34	35	39	+11%	18%
VOLUMI (GWh)	18.402	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	771	-53%	100%
<i>Baseload</i>	18.356	5.007	1.002	1.335	1.155	1.602	730	-54%	95%
<i>Peakload</i>	46	79	67	21	36	38	41	+6%	5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

FIG. 2.11 Prezzi medi nel 2020 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.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come "certificati bianchi", è stato introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004. Nel corso del tempo 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 stata assegnata al GSE.

Il quadro normativo attualmente vigente (basato sul decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018), nel modificare le regole attuative, ha definito gli obblighi di risparmio sino al 2020. In coerenza con la pianificazione energetica nazionale, sono attesi ulteriori obblighi per gli anni successivi. Il decreto interministeriale 10 maggio 2018, inoltre, ha anche introdotto rilevanti novità per quanto riguarda le modalità di raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico assegnati ai soggetti obbligati, che sono i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre antecedente di due anni a ciascun obbligo abbiano connesso alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali. In particolare, è stata introdotta per i soggetti obbligati la possibilità di ottemperare a parte dei propri obblighi anche mediante l'acquisizione di "*certificati bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica*" (c.d. TEE virtuali), nel rispetto di alcune condizioni.

Nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati dall'Autorità con cui sono state adeguate le regole del contributo tariffario che viene riconosciuto ai distributori a seguito dell'adempiimento ai propri obblighi di risparmio energetico²⁸.

Rimandando ai dati pubblicati dal GME per maggiori dettagli, la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata nel 2020 (sul mercato e tramite accordi bilaterali) è risultata essere pari a circa 4,2 milioni di TEE (Tav. 2.25); si conferma, dunque, il calo già riscontrato negli anni scorsi (nel 2019 ne erano stati scambiati circa 5,7 milioni e l'anno precedente circa 7,9 milioni). Ciò è avvenuto per effetto della sempre minore disponibilità di TEE emessi nei confronti dei soggetti volontari, oltre che della minore volatilità dei prezzi che ha ostacolato la compravendita dei TEE a mero scopo speculativo. I TEE scambiati sul mercato sono stati circa il 25% più di quelli scambiati tramite accordi bilaterali, mentre nel 2019 le due quantità erano risultate confrontabili tra loro. Circa il 40% dei TEE oggetto di accordi bilaterali, infine, è risultato essere stato scambiato a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario²⁹.

La scarsità di TEE rispetto agli obblighi di risparmio energetico definiti dalla normativa ha fatto sì che per l'anno d'obbligo 2019 (il cui termine è stato eccezionalmente posticipato alla fine del mese di novembre 2020, per effetto delle disposizioni normative conseguenti alla pandemia di Covid-19) i distributori abbiano sfruttato la possibilità, introdotta dalla normativa, di ottemperare a parte del proprio obiettivo ricorrendo ai TEE virtuali, così come accaduto per la prima volta nell'anno d'obbligo precedente. In particolare, il Gestore dei servizi energetici ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi allo scopo circa 2,3 milioni di TEE virtuali, quantità corrispondente a poco più del 60% del totale dei TEE corrispondenti a progetti utilizzati nella sessione di novembre 2020.

²⁸ Si veda da ultimo la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

²⁹ Ai sensi della citata delibera 270/2020/R/efr.

TAV. 2.25 *Esiti della contrattazione dei titoli di efficienza energetica (quantità di TEE e prezzi in €/TEE)*

TIPOLOGIA	2019		2020	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	2.855.476	260,00	2.346.464	262,26
Bilaterali	2.865.890	242,86	1.856.375	239,86
TOTALE	5.721.366	251,41	4.202.839	252,37

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.26 riporta il numero di operatori presenti³⁰ nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2020 sono risultati 119 nel mercato di maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 739 nel mercato libero. Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 577, cioè il 78% di quelle presenti nel mercato, e hanno comunicato in 58 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto del fatto che 47 soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, nonché del fatto che le tre imprese che svolgono il servizio di salvaguardia vendono anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 649 (cioè 707 rispondenti a cui vanno sottratte le 58 imprese inattive).

TAV. 2.26 *Imprese di vendita di energia elettrica nel 2020*

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	119	119	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	739	577	58
TOTALE	811	707	58

(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 2019 i venditori presenti erano pari a 123 nella maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 723 nel libero (di cui 74 inattivi). Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di 4 unità rispetto al 2019, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Al contrario, il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è nuovamente aumentato di 16 unità. Il *trend* di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008 (si vedano anche la tavola 2.42 e la figura 2.21).

³⁰ Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o un periodo più limitato) di riferimento dell'Indagine.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2020 (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 e di salvaguardia, i grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 92% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2020³¹, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura preconsuntiva dei dati utilizzati, di fonte sia Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

La crisi epidemiologica causata dalla diffusione del Covid-19 ha pesantemente influito sui consumi di energia elettrica: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 241 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.27). Rispetto al 2019 il consumo totale di energia elettrica è diminuito quasi del 6%, mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%.

TAV. 2.27 *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		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Mercato di maggior tutela	40.648	35.459	-12,8%	17.607	15.923	-9,6%
Domestico	27.982	25.684	-8,2%	14.969	13.622	-9,0%
Non domestico	12.666	9.774	-22,8%	2.638	2.300	-12,8%
Mercato di salvaguardia	3.643	3.065	-15,9%	76	70	-8,0%
Mercato libero	211.838	202.436	-4,4%	19.183	21.020	9,6%
Domestico	29.984	34.107	13,7%	14.536	16.173	11,3%
Non domestico	181.854	168.329	-7,4%	4.646	4.846	4,3%
MERCATO FINALE	256.129	240.960	-5,9%	36.865	37.012	0,4%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La discesa dei consumi è avvenuta interamente a carico del settore non domestico per la contrazione delle attività del settore industriale e più ancora del terziario causata dalle restrizioni imposte per il contenimento della pandemia, mentre i consumi del settore domestico, complice la forzata permanenza nelle abitazioni e al lavoro in gran parte svolto in modalità remota, hanno registrato una significativa crescita. Lo stesso è avvenuto nei punti di prelievo: quelli del settore domestico sono aumentati, mentre nel non domestico sono diminuiti.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 59,8 TWh contro i 58 TWh del 2019, con un aumento, quindi, del 3,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita dell'8,6% (praticamente la stessa riduzione subita dal PIL, che secondo l'Istat è caduto dell'8,9% rispetto al 2019), essendo scesa a 181 TWh dai precedenti 198 TWh.

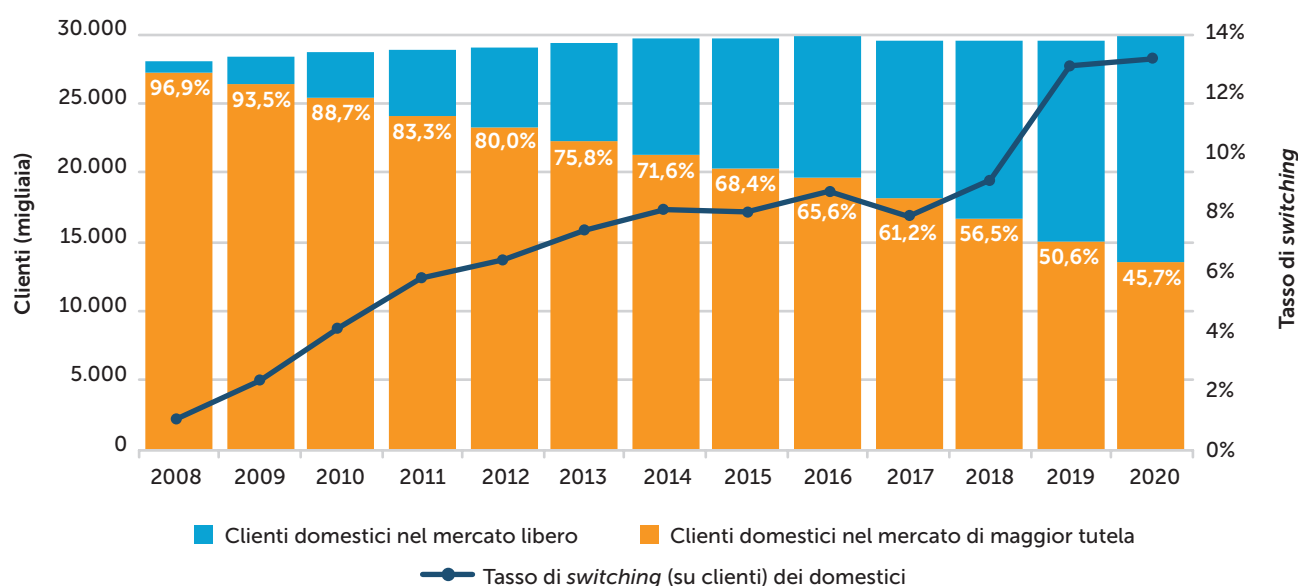
Nel 2020 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,8 milioni, di cui 13,6 serviti nella maggior tutela e 16,2 nel mercato libero (Fig. 2.12). In un contesto di crescita complessiva (+290.000 punti di prelievo domestici rispet-

³¹ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.27 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.

to al 2019), è avvenuto il pieno sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 54,3% contro il 49,3% del 2019. Se si osservano i volumi, poi, il superamento del mercato libero è ancora più netto: nel 2020, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 57%, mentre nel 2019 superava di poco la metà, con il 51,7%. Ciò nonostante, come mostrato dalla figura 2.12, a tredici 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 il 45,7% del totale.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.886 kWh/anno, contro 2.109 kWh/anno. Questo differenziale si va tendenzialmente 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 2020, tuttavia, tale divario è lievemente risalito a 223 kWh dai 193 kWh dell'anno precedente, a causa di un incremento del consumo medio unitario dei punti in tutela (0,9%) inferiore a quello emerso per i punti nel libero (2,2%).

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



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I volumi complessivamente venduti in tutela nel 2020 comprendono anche quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione, per i quali – com'è noto – la possibilità di acquistare l'energia elettrica in questo servizio è terminata dal 1° gennaio 2021. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli effettuati dai punti di prelievo non domestici in bassa tensione, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta ormai molto esigua, solo il 14,7%, dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 43% dei punti di prelievo totali).

Con 202,4 TWh venduti, nel 2020 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'84% (56,8% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia si è ulteriormente ristretta all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo). In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 15,2 TWh rispetto al 2019, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 5,2 TWh (-12,8%), il mercato libero ha perso 9,4 TWh rispetto all'anno precedente (-4,4%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate del 15,9% (-0,6 TWh).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2020 di 147.000 unità, portandosi a 37,1 milioni: la maggior tutela ha perso circa 1,7 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia si sono ridotti di altre 6.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 1,8 milioni rispetto al 2019.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.28), si osserva che anche nel 2020 il 52% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 38% a clienti connessi in media tensione e il 10% a clienti allacciati in alta o altissima tensione. Calcolando le percentuali in termini di punti di prelievo si ha che il 99,6% dei clienti sono allacciati in bassa tensione, lo 0,4% in media tensione e un irrisorio 0,003% in alta o altissima tensione. Queste quote sono molto stabili nel tempo.

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

TENSIONE	2019				2020			
	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	40.648	1.360	88.960	130.969	35.459	1.136	87.752	124.347
Domestico	27.982	-	29.984	57.966	25.684	-	34.107	59.791
Non domestico	12.666	1.360	58.976	73.002	9.774	1.136	53.645	64.556
Media tensione	-	2.121	96.492	98.613	-	1.731	90.075	91.806
Alta/altissima tensione	-	162	26.385	26.548	-	199	24.609	24.807
TOTALE	40.648	3.643	211.838	256.129	35.459	3.065	202.436	240.960
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	17.607	71	19.079	36.757	15.923	65	20.873	36.861
Domestico	14.969	-	14.536	29.505	13.622	-	16.173	29.795
Non domestico	2.638	71	4.543	7.251	2.300	65	4.700	7.065
Media tensione	-	5,4	102	108	-	4,7	146	150
Alta/altissima tensione	-	0,03	1,0	1,0	-	0,03	1,0	1,1
TOTALE	17.607	76	19.183	36.865	15.923	70	21.020	37.012

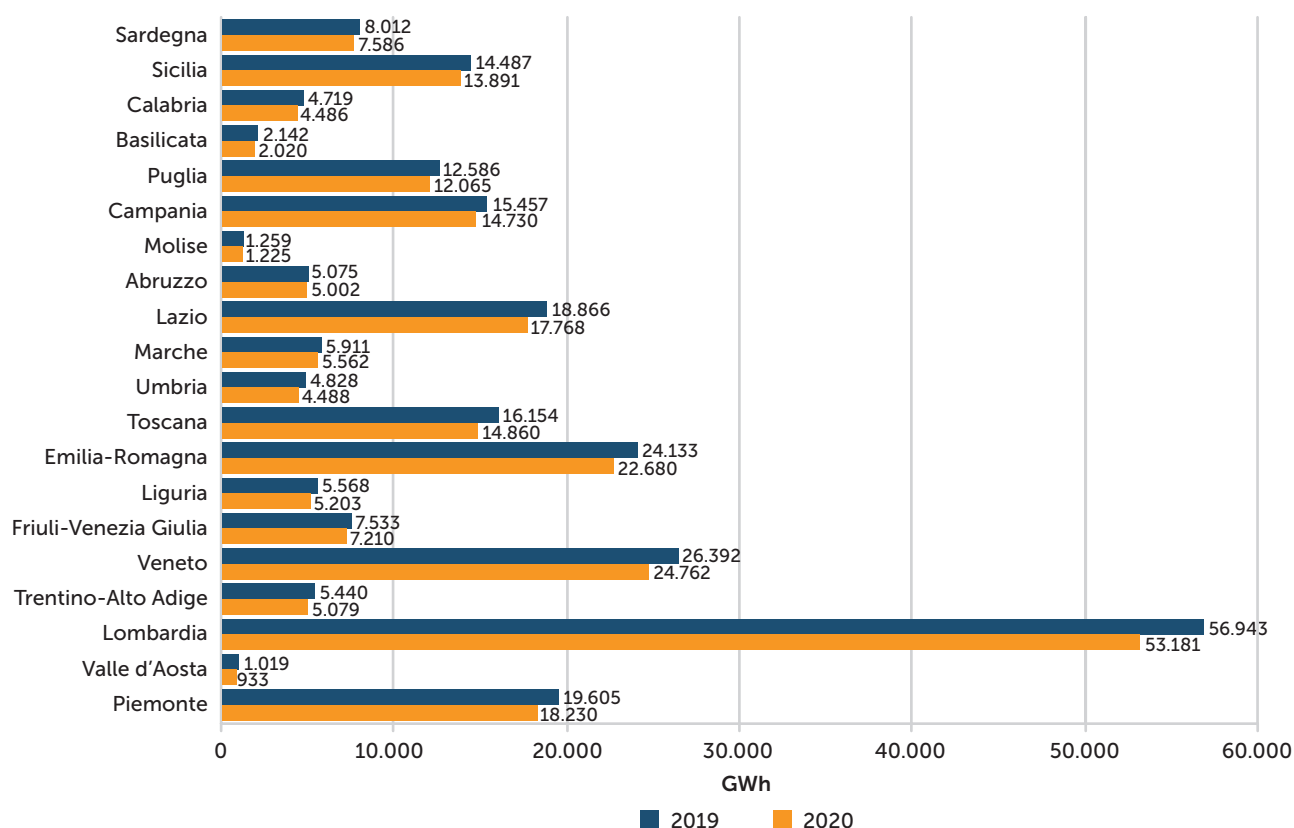
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Viceversa, è più variabile la composizione degli acquisti tra i diversi mercati: nel 2020 il totale dei clienti allacciati in bassa tensione ha acquistato il 29% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e il 71% nel mercato libero. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 15% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% in salvaguardia e l'83% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita

in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (1,9%) è più che doppia rispetto a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (0,8%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,2%), che fornisce anche il 98,1% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

Nessun mutamento particolarmente eclatante emerge, nel 2020, nella distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.13): l'ordine delle regioni per quantità di consumo resta lo stesso dell'anno precedente, seppure tutte abbiano registrato un livello inferiore di consumi, visto che ovunque si sono verificate perdite di volumi. La Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati, più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. Le perdite più consistenti in termini assoluti si sono registrate ovviamente in Lombardia, dove i consumi si sono ridotti di quasi 3,8 TWh, in Veneto (-1,6 TWh), in Emilia-Romagna (-1,5 TWh), in Piemonte (-1,4 TWh), in Toscana (-1,3 TWh) e infine in Lazio (-1,1 TWh). In termini percentuali, le maggiori perdite si sono registrate in Valle d'Aosta (-8,4%) e in Toscana (-8%), seguite da Umbria e Piemonte (-7%).

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

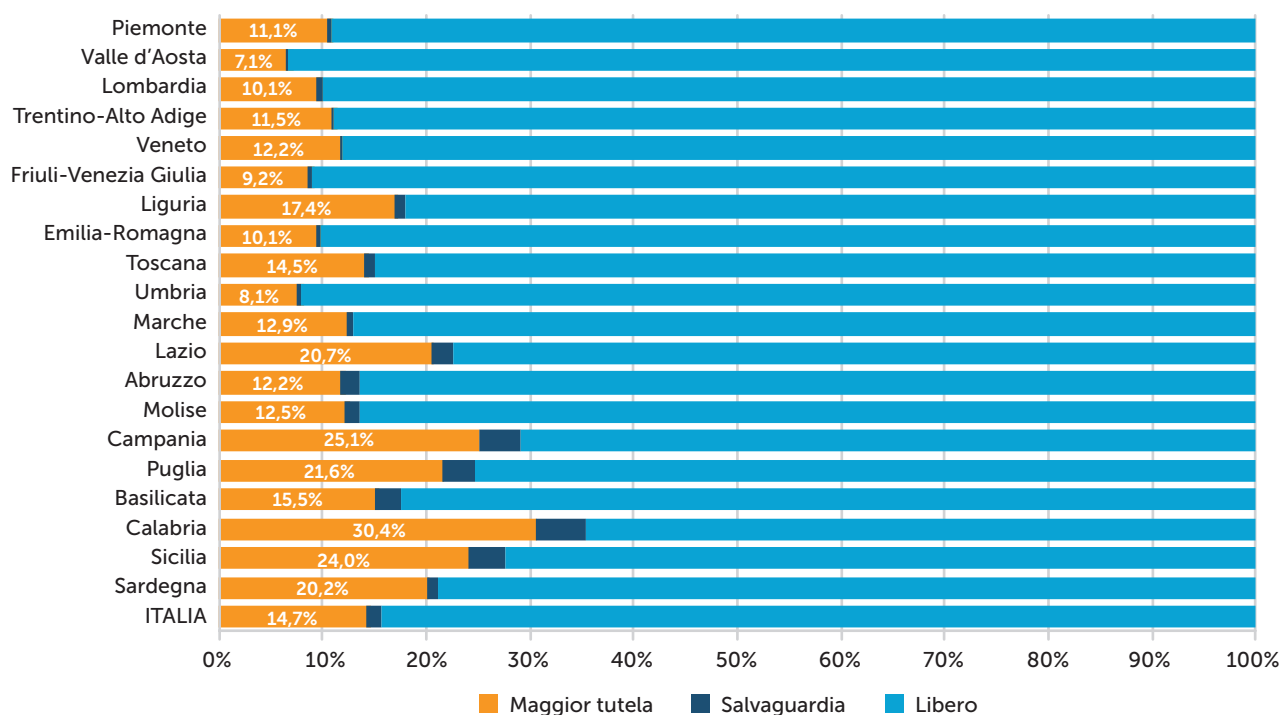


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche la ripartizione delle vendite di elettricità nei tre mercati a livello territoriale (Fig. 2.14) non presenta particolari novità; la quota del mercato libero, naturalmente, cresce di anno in anno in tutte le regioni, 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 e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale (14,7% dei consumi nella maggior tutela, 1,3% nella salvaguardia e 84% nel mercato libero).

In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (circa sei punti percentuali o più sopra la media nazionale). Le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2020 sono 11, mentre nel 2019 erano 9. La Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, con un valore, nel 2020, pari al 65%, per quanto in costante crescita (era il 61% nel 2019). Percentuali ridotte si riscontrano anche in Campania (71%), Sicilia (73%) e Puglia (75%).

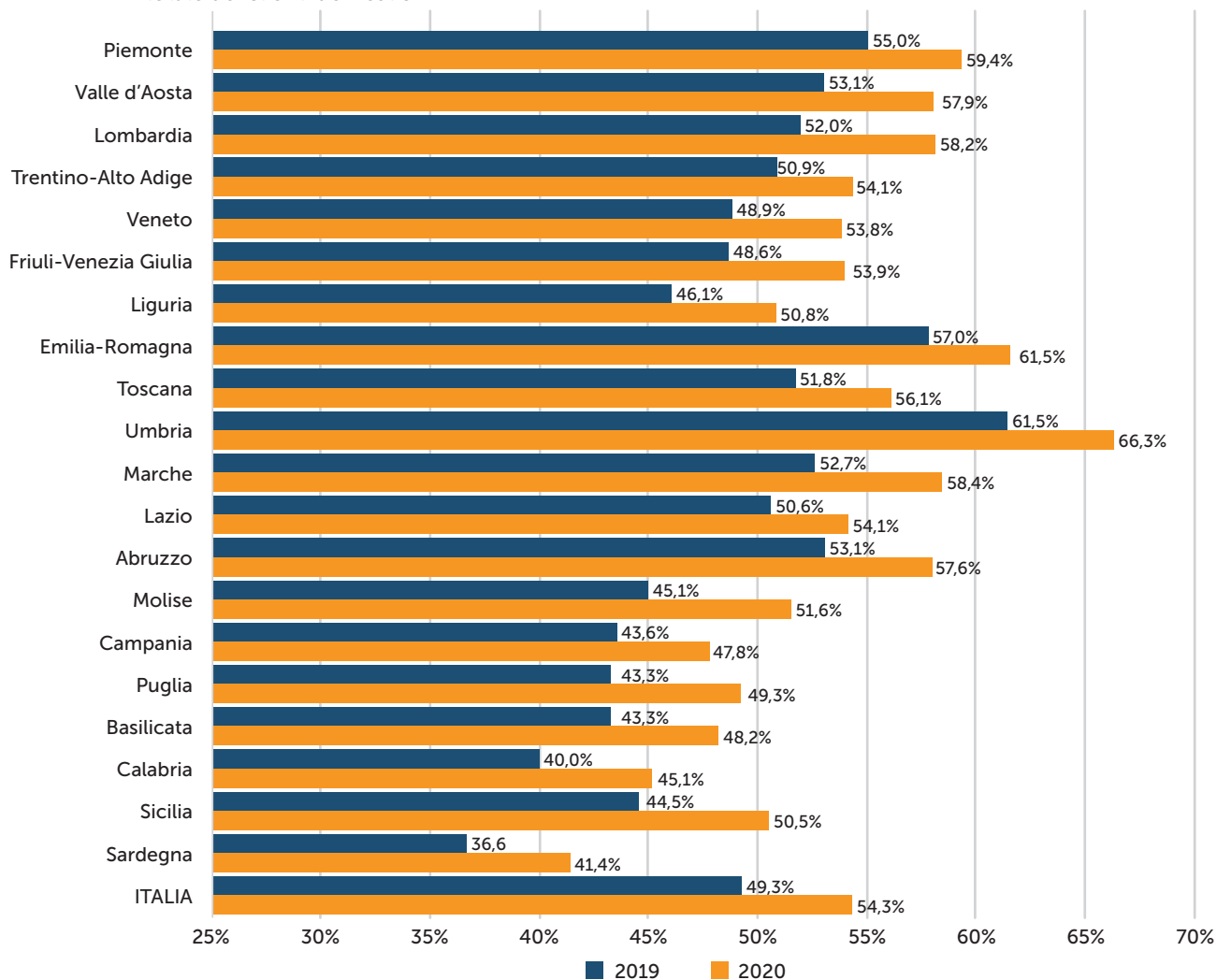
FIG. 2.14 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2020



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 due anni, in corrispondenza di tassi di *switching* rilevanti in tutto il territorio nazionale. Nel 2019 le regioni in cui più della metà delle famiglie acquistava elettricità nel mercato libero erano 10. Nel 2020 il numero di regioni con oltre il 50% delle famiglie che compra l'energia elettrica nel mercato libero è salito a 15. Le cinque regioni nelle quali più della metà dei clienti domestici acquista l'elettricità nel servizio di maggior tutela si collocano tutte nell'area Sud e Isole: si tratta, infatti, di Sardegna (con il 41,4% di punti domestici nel libero), Calabria (45,1%), Campania (47,8%), Basilicata (48,2%) e Puglia (49,3%); da notare che anche in Sicilia la quota di clienti domestici nel libero è appena sopra la soglia indicata, essendo pari al 50,5%. Al contrario, in Umbria – unica regione, insieme all'Emilia-Romagna, in cui la quota dei punti domestici nel libero era superiore al 50% già nel 2018 –, la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero è salita nel 2020 al 66,3%, restando la più alta d'Italia.

FIG. 2.15 Famiglie servite nel mercato libero per regione: quota di clienti domestici serviti nel mercato libero sul totale dei clienti domestici



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi 20 gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2020 (Tav. 2.29) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicendamento dei venditori dalla terza posizione in avanti.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota in lieve riduzione da qualche anno: nel 2020 è scesa al 35,6% (era al 36% nel 2019), a causa di una riduzione complessiva delle vendite (in totale del 7,1%), particolarmente rilevante nel caso dei clienti non domestici in bassa tensione (-14%) e nella media tensione (-6,5%), mentre nel segmento domestico la perdita è stata del 2,7%. Il gruppo Enel rimane, comunque, ben distanziato dal gruppo Edison, anch'esso saldamente in seconda posizione da anni.

Al secondo posto della classifica, in effetti, si trova il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,9%, in aumento rispetto al 5,4% del 2019, grazie a una discreta crescita delle vendite in tutti i segmenti (in totale del 2,9%), tranne che in quello dei clienti non domestici in bassa tensione, dove anche le vendite di Edison sono scese del 4,9% rispetto al 2019.

Si sono avvicinati al terzo e al quarto posto della classifica, invece, il gruppo Hera e A2A. Le vendite di A2A sono notevolmente cresciute nel 2020 (+16,1%), specialmente quelle verso la clientela domestica (+23,5%) e verso i clienti non domestici in media tensione (+23,1%), ma il gruppo ha registrato un risultato in aumento in tutti i segmenti del mercato elettrico. Viceversa, le vendite del gruppo Hera, che nel 2019 erano state pari a 12,6 TWh, nel 2020 sono risultate pari a 12,3 TWh, in calo, quindi, del 2%. La perdita è avvenuta tra i clienti non domestici in bassa tensione (-6,1%) e quelli in media tensione (-4,7%), ma è stata parzialmente compensata dalla crescita dei quantitativi distribuiti ai clienti domestici, che sono saliti di 197 GWh (+11,2%).

Sono rimasti in quinta e sesta posizione i gruppo Axpo ed Eni, sebbene il calo di quest'ultimo (-1,9%) sia stato leggermente più elevato di quello di Axpo (-0,7%). Anche nel caso di entrambi questi gruppi la riduzione delle vendite è stata attutita dall'incremento dell'energia venduta ai clienti domestici, dove la quota di Eni è salita al 7,2% (dal 6,4% del 2019), mentre il gruppo Axpo ha raddoppiato le vendite (da 72 a 117 GWh).

Hanno guadagnato posizioni, inoltre, i gruppi Acea, Duferco, Alperia ed Engie, mentre risultano in discesa Iren (dalla nona alla dodicesima posizione), Green Network (dal settimo al tredicesimo posto) e CVA (dal quattordicesimo al diciannovesimo posto).

TAV. 2.29 Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2020 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2019
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	37.886	23.736	19.482	4.619	85.723	1°
Edison	1.181	2.230	6.886	3.868	14.165	2°
A2A	1.911	3.372	7.079	848	13.211	4°
Hera	1.961	3.544	6.398	399	12.302	3°
Axpo Group	117	1.723	5.731	3.415	10.984	5°
Eni	4.322	992	4.123	825	10.263	6°
Acea	1.970	1.705	2.423	502	6.599	10°
E.ON	573	2.218	3.418	315	6.524	8°
Duferco	108	791	1.238	3.039	5.176	11°
Alperia	350	1.009	3.413	260	5.031	12°
Engie	413	147	1.822	2.500	4.883	16°
Iren	1.494	1.199	1.648	240	4.581	9°
Green Network	305	1.071	2.244	876	4.495	7°
Egea	119	1.170	2.972	204	4.465	13°
RepowerAG	0	1.874	1.798	51	3.723	15°
Dolomiti Energia	704	1.318	1.422	35	3.478	17°
Sorgenia	374	1.174	1.095	33	2.676	18°
Nova AEG - Nova Coop	23	647	1.561	33	2.263	20°
CVA	124	768	1.248	6	2.146	14°
Agsm Verona	323	811	917	93	2.144	19°
Altri operatori	5.535	13.057	14.890	2.649	36.130	-
TOTALE OPERATORI	59.791	64.556	91.806	24.807	240.960	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel mantiene la prima posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: il 49,6% di questo mercato è, infatti, servito da Enel (in lieve riduzione, tenuto conto che la quota del 2019 era del 50,7%),

mentre Hera ed Eni, in seconda e terza posizione, possiedono quote assai distanti (rispettivamente del 4,4% e del 4,3%). Dal 2016, inoltre, il gruppo Enel mantiene saldamente la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013.

Nel 2020 il livello di concentrazione del mercato totale è rimasto sostanzialmente invariato, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 46,9% delle vendite complessive, mentre era al 46,3% nel 2019. L'indice HHI è sceso a 1.446, da 1.464 nel 2019, restando al di sotto della 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 individua un mercato fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è rimasto pari a 13, come nel 2019.

Nel 2020 il 63,4% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (67,2% nel 2019); come detto, il secondo gruppo è Eni, con una quota del 7,2%, mentre in terza posizione si trovano i gruppi Acea ed Hera, entrambi con una quota del 3,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A insieme a quelli già citati) detengono l'80,4% del settore domestico (l'82,6% nel 2019). Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 36,8% (in discesa rispetto al 37,8% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 5,5% del secondo, che è il gruppo Hera (in seconda posizione anche nel 2019). Seguono A2A con il 5,2%, Edison con il 3,5% ed E.ON con il 3,4%.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 21,2%, si trovano A2A con il 7,7% ed Edison con il 7,5%; nel 2019 al secondo posto c'era Hera, con una quota del 6,8%, che nel 2020 è scesa al quarto posto.

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 18,6% (come nel 2019) e la distanza con i gruppi successivi è abbastanza modesta. Al secondo posto, infatti, si trova Edison con il 15,6%, al terzo posto Axpo con il 13,8%, al quarto posto Duferco con il 12,3% e al quinto Engie con il 10,1%.

In base all'indicatore C5, pari al 49,6%, il segmento della vendita a clienti non domestici in media tensione è quello meno concentrato, grazie a una presenza relativamente ridotta del gruppo Enel (21,2%), seguita dai successivi quattro gruppi, tutti molto vicini e con quote intorno al 7%. In ordine di grado di concentrazione si situano, poi, il segmento non domestico in bassa tensione, che presenta un C5 del 54,4%, il mercato non domestico in alta e altissima tensione, con un C5 del 70,3% e, infine, la sezione dei clienti domestici, con un C5 pari all'80,4%. Quest'ultimo segmento è l'unico che risulta diminuito rispetto al 2019 (era 82,6%).

Anche nel 2020, per la seconda volta, l'analisi dell'attività di *switching* nel mercato finale è stata condotta elaborando i dati raccolti presso i distributori di energia elettrica e quelli provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito da Acquirente unico. Sulla base di tali fonti³², risulta che nel 2020 lo *switching* delle famiglie è rimasto molto vivace, come nel 2019, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi (Tav. 2.30). Il 13,1% dei clienti domestici – poco meno di 3,9 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

³² I dati relativi al 2019 sono rivisti rispetto a quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* del 2020, a seguito di ulteriori approfondimenti e di una migliore specificazione dei passaggi di fornitore considerati nei calcoli dello scorso anno. Per confronto, il valore dello *switching* dei clienti domestici indicato lo scorso anno era di circa un punto percentuale superiore a quello indicato nella tavola 2.30.

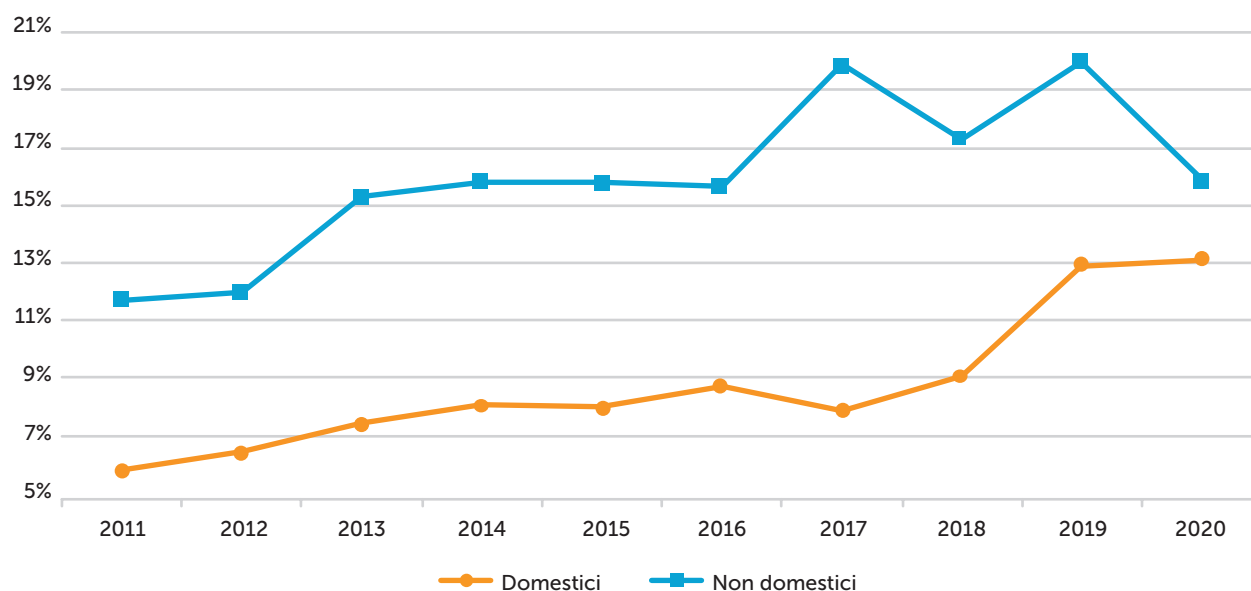
14,2% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 12,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2019 raggiungevano il 15,2% dell'energia prelevata. Nel 2019 l'incremento dell'attività di *switching* delle famiglie, rispetto a un *trend* più modesto evidenziato negli anni precedenti (Fig. 2.16), può essere stato stimolato dalle aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo che, fino a dicembre 2019, era attesa per il 1° luglio 2020, ma è poi stata rinviata al 1° gennaio 2023 per i clienti domestici. Nel 2020 lo *switching* dei clienti domestici è rimasto comunque su livelli elevati. Non v'è dubbio che, negli anni più recenti, gli annunci e i rinvii sul fronte della fine del servizio di tutela si sono susseguiti numerosi, ma è probabile che ciò abbia generato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero, anche da parte dei clienti domestici, non strettamente obbligati a uscire dal servizio di tutela.

TAV. 2.30 Tassi di switching del settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2019		2020	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	15,2%	12,9%	14,2%	13,1%
Non domestico:	25,7%	20,0%	16,7%	15,9%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	29,6%	20,0%	17,1%	15,9%
- media tensione	27,5%	22,3%	18,6%	16,2%
- alta e altissima tensione	14,2%	20,1%	11,1%	16,1%
TOTALE	23,4%	14,3%	16,1%	13,7%

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 e SII.

L'esclusione dal servizio di maggior tutela è in effetti avvenuta dal 1° gennaio 2021 per i clienti non domestici di piccola dimensione allacciati in bassa tensione. Da questa data le piccole imprese³³ e alcune micro-imprese³⁴ devono rifornirsi di energia elettrica nel mercato libero. Per garantire la continuità della fornitura e lasciare il tem-

³³ Imprese allacciate in bassa tensione con un numero di dipendenti compreso tra 10 e 50 e/o un fatturato annuo compreso tra 2 e 10 milioni di euro.

³⁴ Imprese con meno di 10 dipendenti, un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro e titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

po necessario a scegliere l'offerta più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto per i clienti predetti il servizio a tutele gradualmente. Così, anche lo *switching* dei non domestici in bassa tensione ha evidenziato nel 2019 un ritmo piuttosto elevato (20% in termini di clienti e quasi il 30% in termini di volumi). Nel 2020, però, l'attività di *switching* ha rallentato, rimanendo comunque su livelli considerevoli: 15,9% in termini di punti di prelievo e 17,1% in termini di volumi (Tav. 2.30), realizzati nell'anno in cui la pandemia ha fortemente ridotto i consumi di energia elettrica della clientela non domestica.

Nel corso del 2020, comunque, anche gli altri clienti non domestici hanno mantenuto un discreto tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 16,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia consumata pari al 18,6%) e il 16,12% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca dell'11%. Complessivamente, nel 2020 hanno cambiato fornitore all'incirca 1,1 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 31,6 TWh, corrispondono al 16,7% dei volumi acquistati dai non domestici.

L'acquisizione di dati provenienti dal SII ha permesso, inoltre, di calcolare le varie percentuali di *switching* a livello regionale (Tav. 2.31).

TAV. 2.31 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2020

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	14,8%	16,4%	16,2%	17,0%	15,1%	16,8%
Valle d'Aosta	4,9%	5,8%	8,7%	4,9%	5,6%	5,0%
Lombardia	13,2%	14,1%	15,3%	17,5%	13,6%	16,9%
Trentino-Alto Adige	2,5%	2,5%	5,0%	5,4%	3,1%	4,9%
Veneto	13,7%	14,5%	17,1%	20,2%	14,4%	19,1%
Friuli-Venezia Giulia	14,1%	15,3%	16,4%	12,4%	14,6%	12,8%
Liguria	13,7%	15,2%	16,5%	16,3%	14,2%	16,0%
Emilia-Romagna	12,8%	13,7%	14,4%	17,7%	13,1%	16,9%
Toscana	14,3%	15,3%	17,1%	15,8%	14,9%	15,7%
Umbria	13,9%	14,5%	17,9%	10,0%	14,7%	10,9%
Marche	13,6%	14,6%	17,0%	19,9%	14,4%	18,6%
Lazio	12,0%	12,4%	12,5%	11,2%	12,1%	11,6%
Abruzzo	14,3%	16,3%	21,9%	16,8%	15,7%	16,7%
Molise	13,8%	15,7%	21,5%	14,1%	15,2%	14,4%
Campania	12,3%	13,0%	15,3%	13,0%	12,9%	13,0%
Puglia	14,7%	16,2%	20,4%	20,9%	15,9%	19,4%
Basilicata	12,8%	14,5%	15,0%	14,3%	13,3%	14,4%
Calabria	12,1%	14,0%	15,6%	16,5%	12,7%	15,5%
Sicilia	13,6%	15,2%	16,1%	17,3%	14,0%	16,5%
Sardegna	11,7%	12,7%	17,0%	32,3%	12,7%	26,0%
ITALIA	13,1%	14,2%	15,9%	16,7%	13,7%	16,1%
Nord	13,1%	14,1%	15,2%	17,0%	13,5%	16,5%
Centro	13,2%	14,0%	16,0%	14,2%	13,8%	14,2%
Sud e Isole	13,1%	14,4%	16,9%	18,5%	13,8%	17,1%

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

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno, si notano tra le regioni percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale, 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: 13,5% al Nord e 13,8% sia al Centro, sia al Sud e Isole. In termini di volumi totali, invece, si nota una lieve differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (17,1%) rispetto a quelle del Centro (14,2%), mentre il Nord registra un tasso intermedio (16,5%). Le differenziazioni sono pressoché nulle tra le zone del paese se si considerano i dati 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. Nel caso dei volumi non domestici, invece, le percentuali si differenziano: in questo caso è il Centro a registrare il tasso di *switching* più basso (14,2%), la zona Sud e Isole si attesta sul valore più elevato (18,5%), mentre il Nord presenta un tasso intermedio (17%).

Servizio di maggior tutela

Nel 2020 i consumatori domestici e le piccole imprese³⁵ connesse in bassa tensione 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.

Come si è detto, il servizio di maggior tutela è terminato dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e per alcune micro-imprese, come sopra definite. Dal 2021 questi clienti devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura e lasciare a questi clienti il tempo necessario a scegliere l'offerta più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele gradualità (descritto nel Volume 2 di questa *Relazione Annuale*). In base a quanto stabilito dalla legge³⁶, il servizio di maggior tutela terminerà per tutti i clienti, anche domestici, dal 1° gennaio 2023.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2020 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 35,5 TWh a circa 15,9 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2019, i consumi sono scesi di 5,1 TWh (-12,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-9,6%) (Tav. 2.32).

Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore, e dovrebbe esaurirsi nel tempo, anche in forza di disposizioni normative in materia. Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,4 milioni di clienti domestici (-9%) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (-12,9%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,1 milioni, -9,1%) è proporzionalmente simile a quella dei non residenti (0,3 milioni, -8,8%).

Mentre per i clienti domestici vi sono riduzioni simili nel numero di punti serviti (-9%) e nei consumi (-8,2%), per i non domestici la diminuzione delle quantità vendute (23%) è molto più accentuata di quella dei punti serviti (13%):

³⁵ 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 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.

³⁶ Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124.

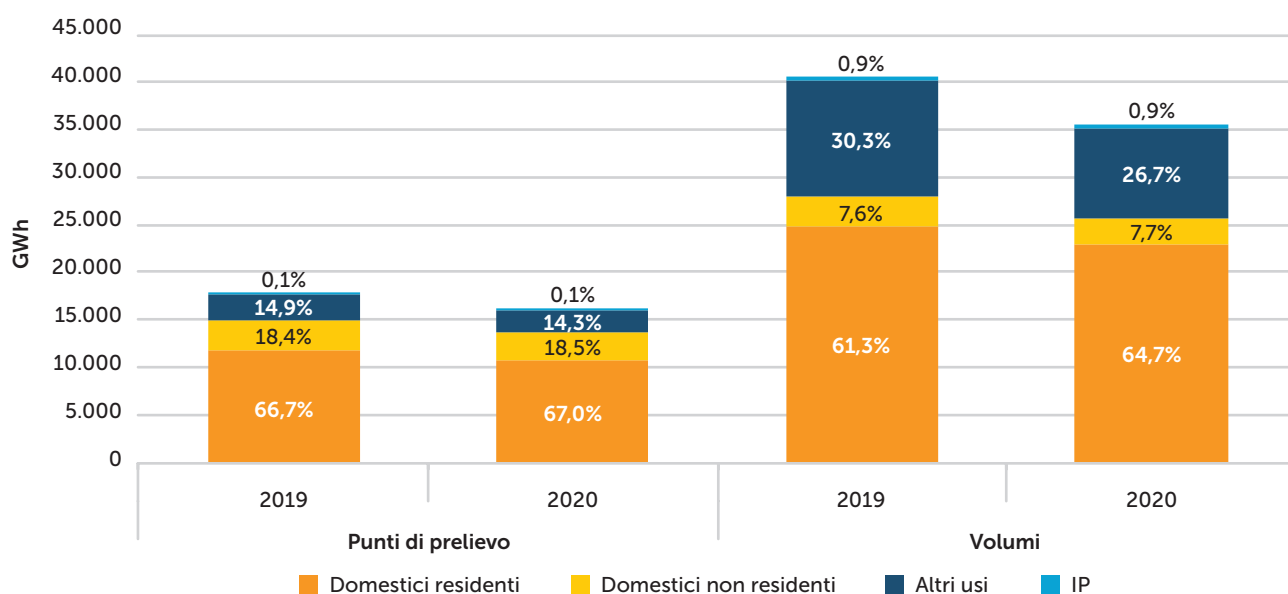
tale dato evidenzia una netta riduzione dei consumi *pro capite* legata alla contrazione dell'attività economica a seguito dell'insorgere della pandemia. Presenta variazioni più contenute l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione dell'1,4% nel numero di punti serviti e del 13,8% nell'energia venduta, ma occorre considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Per quanto sopra illustrato, sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2019, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 72,4% dei volumi (25,7 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era il 68,8% nel 2019), la quale, in termini di numerosità (13,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'85,6% del totale (Fig. 2.17). Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 78,3% dei punti di prelievo e l'89,3% dei consumi. Il 91,2% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

TAV. 2.32 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		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Domestici	27.982	25.684	-8,2%	14.969	13.622	-9,0%
Residenti	24.912	22.939	-7,9%	11.736	10.672	-9,1%
Non residenti	3.070	2.745	-10,6%	3.233	2.950	-8,8%
Illuminazione pubblica	359	309	-13,8%	18	18	-1,4%
Altri usi	12.307	9.465	-23,1%	2.620	2.283	-12,9%
Fino a 16,5 kW	6.385	4.974	-22,1%	2.436	2.119	-13,0%
Oltre 16,5 kW	5.922	4.491	-24,2%	184	164	-11,1%
TOTALE	40.648	35.459	-12,8%	17.607	15.923	-9,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.17 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme comprendono il 97,5% dei punti di prelievo (Tav. 2.33).

TAV. 2.33 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2020 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TARIFFA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	615	1,7%	168	1,1%
Bioraria volontaria	9.350	26,4%	2.249	14,1%
Bioraria obbligatoria	532	1,5%	234	1,5%
Multioraria	24.962	70,4%	13.271	83,4%
TOTALE	35.459	100,0%	15.923	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.34 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2020 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti fino a 3 kW	19.253	54,3%	9.729	61,1%
Monoraria	144	0,4%	75	0,5%
Bioraria volontaria	322	0,9%	156	1,0%
Bioraria obbligatoria	18.787	53,0%	9.497	59,6%
Domestici residenti oltre 3 kW	3.686	10,4%	943	5,9%
Monoraria	29	0,1%	7	0,0%
Bioraria volontaria	153	0,4%	34	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.504	9,9%	902	5,7%
Domestici non residenti	2.745	7,7%	2.950	18,5%
Monoraria	37	0,1%	38	0,2%
Bioraria volontaria	37	0,1%	40	0,2%
Bioraria obbligatoria	2.671	7,5%	2.872	18,0%
Illuminazione pubblica	309	0,9%	18	0,1%
Monoraria	303	0,9%	17	0,1%
Multioraria	6	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	4.974	14,0%	2.119	13,3%
Monoraria	74	0,2%	29	0,2%
Bioraria	10	0,0%	4	0,0%
Multioraria	4.890	13,8%	2.086	13,1%
Altri usi oltre 16,5 kW	4.491	12,7%	164	1,0%
Monoraria	28	0,1%	1	0,0%
Bioraria	10	0,0%	0	0,0%
Multioraria	4.454	12,6%	162	1,0%
TOTALE	35.459	100,0%	15.923	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Quasi tutti i clienti domestici (97,4%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria (Tav. 2.34), vale a dire la condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dal 1° luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,7% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella, cioè, richiesta esplicitamente dai clienti anche prima del 1° luglio 2010; al restante 0,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. A parte una lieve riduzione dell'incidenza delle ultime due tipologie, questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente.

Anche la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria è rimasta sostanzialmente stabile al 2,1%, dopo i forti cali degli anni passati dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* (nel 2010 la quota dei non domestici altri usi monorari era ancora pari al 65,9%).

TAV. 2.35 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2020 (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 fino a 3 kW	19.253	75,0%	9.729	71,4%	1.979
0-1.000 kWh	1.041	4,1%	2.024	14,9%	514
1.000-1.800 kWh	3.775	14,7%	2.684	19,7%	1.407
1.800-2.500 kWh	4.614	18,0%	2.169	15,9%	2.127
2.500-3.500 kWh	5.354	20,8%	1.832	13,5%	2.922
3.500-5.000 kWh	3.379	13,2%	837	6,1%	4.036
5.000-15.000 kWh	1.075	4,2%	182	1,3%	5.899
> 15.000 kWh	15	0,1%	0	0,0%	35.581
Domestici residenti oltre 3 kW	3.686	14,4%	943	6,9%	3.908
0-1.000 kWh	30	0,1%	61	0,4%	494
1.000-1.800 kWh	126	0,5%	87	0,6%	1.441
1.800-2.500 kWh	271	1,1%	125	0,9%	2.164
2.500-3.500 kWh	631	2,5%	211	1,5%	2.991
3.500-5.000 kWh	993	3,9%	238	1,7%	4.165
5.000-15.000 kWh	1.479	5,8%	213	1,6%	6.931
> 15.000 kWh	157	0,6%	7	0,1%	22.970
Domestici non residenti	2.745	10,7%	2.950	21,7%	930
0-1.000 kWh	663	2,6%	2.123	15,6%	312
1.000-1.800 kWh	532	2,1%	397	2,9%	1.340
1.800-2.500 kWh	361	1,4%	171	1,3%	2.108
2.500-3.500 kWh	367	1,4%	126	0,9%	2.923
3.500-5.000 kWh	309	1,2%	75	0,6%	4.099
5.000-15.000 kWh	380	1,5%	53	0,4%	7.181
> 15.000 kWh	133	0,5%	5	0,0%	27.464
TOTALE DOMESTICI	25.684	100%	13.622	100%	1.886

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.886 kWh/anno (Tav. 2.35), lievemente superiore ai 1.869 kWh registrati nel 2019.

Pur rimanendo la potenza fino a 3 kW la tipologia contrattuale più diffusa tra i clienti domestici residenti (71,4%), si rileva una lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (71,9%), riconducibile a un maggiore fabbisogno di potenza in presenza di nuovi utilizzi domestici, almeno in parte legati ai periodi di *lockdown*; a ulteriore riprova, il consumo medio di questa categoria di clienti è salito a 1.979 kWh/anno, superiore di 14 kWh rispetto a quello osservato nel 2019.

Nettamente più elevato, pari a 3.908 kWh, e ancora più in crescita è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che l'anno precedente era pari a 3.850 kWh, così come risulta in aumento la quota di questa categoria, pari al 6,9% dei punti di prelievo domestici (era il 6,5%). È rimasta sostanzialmente identica la quota dei non residenti, mentre risulta in controtendenza il loro consumo unitario medio, che è sceso dai 950 kWh del 2019 ai 930 kWh del 2020.

TAV. 2.36 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2020 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	210	121	1.743
0-1.000 kWh	20	48	421
1.000-1.800 kWh	36	26	1.386
1.800-2.500 kWh	42	20	2.129
2.500-3.500 kWh	44	15	2.919
3.500-5.000 kWh	30	7	4.090
5.000-15.000 kWh	30	4	7.084
> 15.000 kWh	8	0	27.487
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	25.474	13.501	1.887
0-1.000 kWh	1.714	4.160	412
1.000-1.800 kWh	4.397	3.142	1.399
1.800-2.500 kWh	5.204	2.446	2.128
2.500-3.500 kWh	6.309	2.154	2.929
3.500-5.000 kWh	4.651	1.144	4.066
5.000-15.000 kWh	2.904	444	6.536
> 15.000 kWh	296	12	25.144
TOTALE	25.684	13.622	1.886

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti con potenza fino a 3 kW, ovvero la categoria più numerosa dei clienti domestici in maggior tutela, la quasi totalità (89,5%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, oltre

due terzi (70,3%) ricadono nelle tre classi di consumo medio-grandi (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,9% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 72% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'85,4% non supera i 1.800 kWh/anno.

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 3.500 kWh – Tav. 2.36). 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 -2,1%) e delle due più grandi (da 5.000 a 15.000 kWh, differenza -7,7%; oltre 15.000 kWh, differenza -8,5%).

TAV. 2.37 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2020 (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	1.361	747	142	214	1.503	961
Valle d'Aosta	30	15	17	30	47	45
Lombardia	3.576	1.727	325	333	3.901	2.060
Trentino-Alto Adige	353	177	48	72	401	249
Veneto	2.079	893	173	191	2.252	1.084
Friuli-Venezia Giulia	484	241	40	59	525	300
Liguria	580	345	97	173	677	518
Emilia-Romagna	1.518	705	154	176	1.673	882
Toscana	1.375	648	200	194	1.575	842
Umbria	244	112	30	28	273	140
Marche	480	232	47	60	526	292
Lazio	2.192	1.004	330	259	2.522	1.262
Abruzzo	391	202	53	98	443	300
Molise	100	58	13	26	113	84
Campania	2.370	1.023	213	173	2.583	1.196
Puglia	1.616	756	229	225	1.844	981
Basilicata	203	113	21	33	224	146
Calabria	848	395	128	169	975	564
Sicilia	2.112	896	339	300	2.452	1.196
Sardegna	1.029	385	146	136	1.175	521
ITALIA	22.939	10.672	2.745	2.950	25.684	13.622

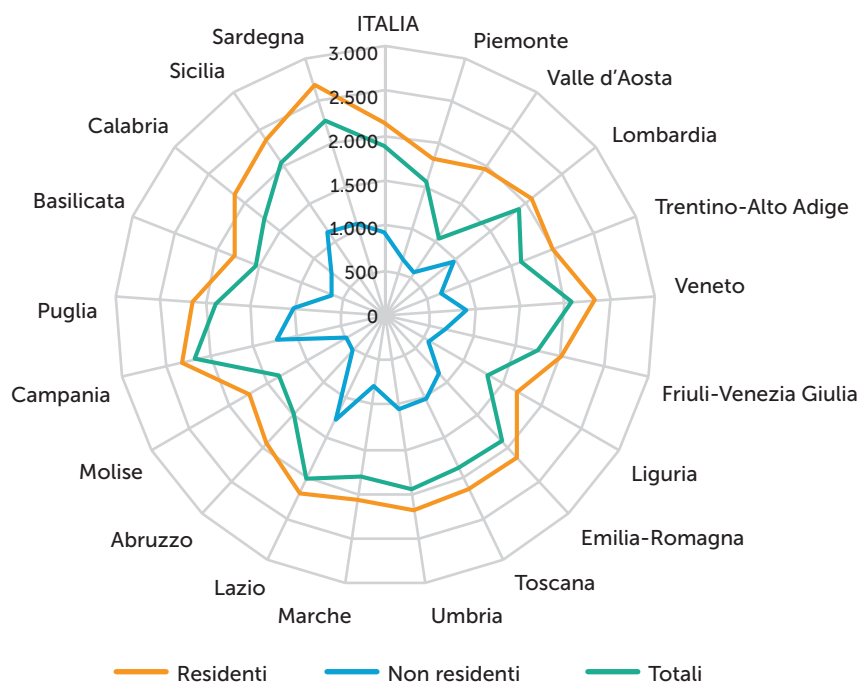
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.37 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

La Lombardia si conferma la regione più importante, in cui è localizzato il 15,1% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (9,3%), la Campania e la Sicilia (8,8% ciascuna), il Veneto (8%), la Puglia (7,2%), il Piemonte (7,1%), l'Emilia-Romagna (6,5%) e la Toscana (6,2%). Nove regioni presentano una quota compresa tra il 4,1% e l'1%, mentre la numerosità dei punti di Molise e 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, Molise, Calabria, Trentino-Alto Adige, 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, Lombardia, Veneto e Campania sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 17,6% e il 14,5%.

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 risulta superiore di 522 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è la Liguria, dove si acquistano 471 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+208 kWh), il Veneto (+178 kWh) e la Campania (+167 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-420 kWh), la Basilicata (-346 kWh) e il Piemonte (-328 kWh).

FIG. 2.18 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2020 (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 2.38 propone la ripartizione per classe di consumo dei volumi dei punti di prelievo (circa 2,3 milioni) e dei volumi (9,5 TWh).

Oltre un quinto (22,6%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'82,9% della platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8% dei punti di prelievo e assorbe il 13,6% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 90,9% dei clienti non domestici ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW costituiscono il 92,8% dei clienti non domestici serviti in maggior tutela e il 52,6% dei consumi. Viceversa, i punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW, pur rappresentando solo il 7,2% di tali consumatori, assorbono il 47,4% delle vendite, in quanto sono caratterizzati da consumi annui più elevati: in media 27,5 MWh, rispetto ai 2,1 dei punti con potenza inferiore a 16,5 kW.

TAV. 2.38 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2020 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
< 5 MWh	2.066	1.857	1.113	74	35	2.107	2.140	1.892
5-10 MWh	1.106	159	6.946	178	24	7.466	1.284	183
10-15 MWh	640	53	12.135	238	19	12.481	878	72
15-20 MWh	419	24	17.165	270	15	17.441	689	40
20-50 MWh	685	25	27.098	1.474	46	31.820	2.159	72
50-100 MWh	51	1	59.494	1.169	17	67.793	1.220	18
100-500 MWh	6	0	142.046	1.005	6	158.435	1.012	6
500-2.000 MWh	1	0	902.558	75	0	704.443	76	0
2.000-20.000 MWh	1	0	2.325.949	7	0	3.880.008	7	0
20.000-50.000 MWh	-	-	-	1	0	25.064.950	1	0
TOTALE	4.974	2.119	2.347	4.491	164	27.459	9.465	2.283

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

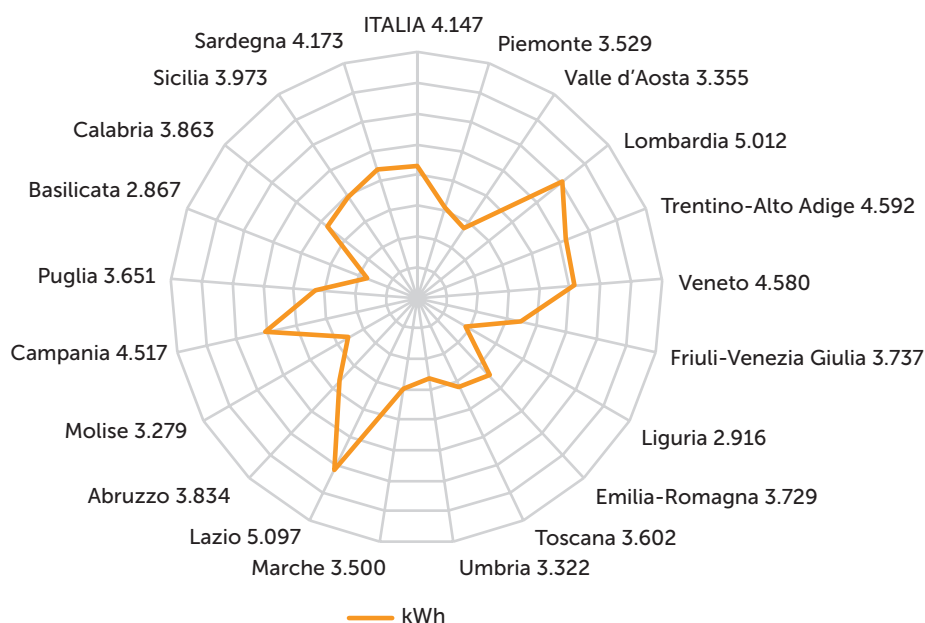
La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), poco diversa rispetto al 2019, è illustrata nella tavola 2.39. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,6%), sia di volumi acquistati (15,2%). Molto rilevanti sono anche Campania, Lazio, e Sicilia, ciascuna con una quota intorno al 10% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Puglia, Emilia-Romagna, Veneto, Toscana e Piemonte, con quote decrescenti e comprese tra il 9% e il 6%.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo *pro capite* regionali non troppo distanti dalla media nazionale, che è pari a 4.147 kWh e inferiore al 2019 del 12% circa. Fanno eccezione, per i valori elevati, il Lazio e la Lombardia, i cui consumi medi risultano maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 950 e 866 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano nelle regioni più piccole, ovvero Valle d'Aosta, Umbria, Molise, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 791, 824, 867, 1.230 e 1.280 kWh), come si può osservare nella figura 2.19. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.347 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 27.459 kWh (Tav. 2.38), entrambi in diminuzione rispetto al 2019 (rispettivamente -10% e -15%). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

TAV. 2.39 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2020 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	276	135	237	11	513	145
Valle d'Aosta	11	5	8	0	19	6
Lombardia	628	259	812	28	1.439	287
Trentino-Alto Adige	94	35	84	4	178	39
Veneto	345	149	405	14	750	164
Friuli-Venezia Giulia	68	33	65	3	133	36
Liguria	130	72	90	4	221	76
Emilia-Romagna	309	153	308	12	617	166
Toscana	294	149	280	11	574	159
Umbria	47	25	42	2	89	27
Marche	89	49	93	4	182	52
Lazio	598	204	533	18	1.131	222
Abruzzo	85	38	72	3	157	41
Molise	22	11	15	1	37	11
Campania	643	220	405	12	1.049	232
Puglia	405	189	330	13	735	201
Basilicata	46	27	36	1	82	28
Calabria	195	85	154	6	349	90
Sicilia	494	205	370	13	864	218
Sardegna	195	77	150	6	345	83
ITALIA	4.974	2.119	4.491	164	9.465	2.283

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2020 (in kWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,5% dei punti di prelievo e al 98,7% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,3% dei punti di prelievo e l'1,1% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Circa il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, nella tavola 2.40 è indicata la ripartizione dell'energia (309 GWh) e dei punti di prelievo (circa 18.000), in diminuzione del 13,7% e dell'1,4% rispetto all'anno precedente. Il consumo medio unitario, pari a 17.300 kWh, è diminuito del 12,6% (19.785 kWh nel 2019).

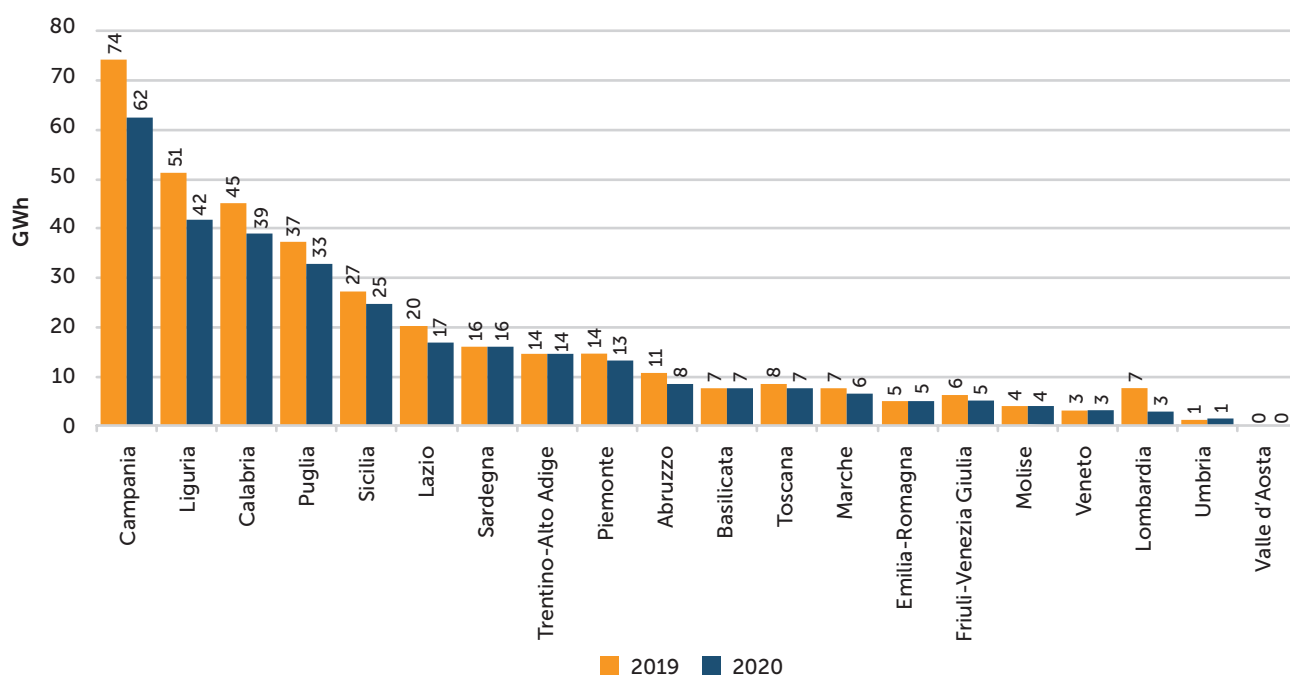
Circa tre quarti dei punti di prelievo (73,8%) ricadono nelle prime quattro classi di consumo, che insieme assorbono il 23,2% dell'energia venduta per illuminazione pubblica. La parte preponderante di tale energia (73,9%), però, riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo successive, comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 26,2% di tutti i punti di prelievo di questa categoria di clienti.

Nella figura 2.20 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2019 e nel 2020, con la ripartizione tra le regioni. I volumi maggiori si osservano in Campania (624 GWh), seguita dalla Lombardia (42 GWh), dalla Calabria (39 GWh) e dalla Puglia (33 GWh). Come visto, a livello nazionale si riscontra una diminuzione del 13,8% rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, vi sono le regioni con diminuzioni considerevoli, superiori al 50% (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta), dall'altro le regioni con degli aumenti (Emilia-Romagna e Umbria). Ovviamente una visione complessiva richiede l'unione di quanto illustrato sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel mercato libero.

TAV. 2.40 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2020 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	13	4,3%	8	44,0%	1.701
5-10 MWh	19	6,1%	3	14,6%	7.280
10-15 MWh	19	6,2%	2	8,8%	12.275
15-20 MWh	20	6,5%	1	6,4%	17.417
20-50 MWh	100	32,2%	3	17,7%	31.535
50-100 MWh	80	25,9%	1	6,6%	67.669
100-500 MWh	49	15,8%	0	1,9%	146.588
500-2.000 MWh	7	2,1%	0	0,1%	682.200
2.000-20.000 MWh	2	0,8%	0	0,0%	2.328.771
TOTALE	309	100%	18	100%	17.300

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 nel 2020 sono 119, quattro in meno rispetto al 2019.

Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti il servizio di maggior tutela nel corso del 2020 sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2020 Iren Mercato ha acquisito l'attività svolta da Amaie nel territorio comunale di Sanremo (IM);
- il 1° gennaio 2020 Centrale Elettrica Ahrntal ha acquisito da Alperia Smart Services la gestione di 33 punti di prelievo nella frazione di Lutago del Comune Valle Aurina (BZ);
- il 1° gennaio 2020 Società Cooperativa Elettrica Gomion, cooperativa storica non concessionaria, ha ceduto a Edyna le attività di vendita ai clienti non soci;
- il 2 marzo 2020 CVA Trading ha modificato la ragione sociale in CVA Energie;
- il 1° maggio 2020 Dolomiti Energia ha acquisito da Amias Servizi l'attività svolta nel territorio comunale di Selvino (BG).

TAV. 2.41 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2020 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	2020	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Servizio Elettrico Nazionale	30.483	86,0%	1°
Acea Energia	1.908	5,4%	2°
A2A Energia	1.057	3,0%	3°
Iren Mercato	418	1,2%	4°
Dolomiti Energia	232	0,7%	5°
Alperia Smart Services	189	0,5%	6°
Hera Comm Nordest	138	0,4%	7°
Hera Comm	135	0,4%	8°
Amet	77	0,2%	9°
CVA Trading	63	0,2%	10°
Agsm Energia	62	0,2%	11°
AIM Energy	55	0,2%	12°
Prometeo	49	0,1%	14°
SIPPIC	46	0,1%	13°
ASM Bressanone	39	0,1%	15°
Altri esercenti	508	1,4%	-
TOTALE	35.459	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela nel 2020 è molto simile a quella dell'anno precedente. La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'86% (due decimi di punto percentuale in meno del 2019), a favore di Acea Energia (5,4%, nel 2019 era il 5,2%); seguono, con variazioni piccolissime rispetto all'anno precedente, A2A Energia (3%) e Iren Mercato (1,2%). Come nel 2019, gli altri operatori raggiungono quote inferiori all'1%, mentre gli esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,4% del servizio di maggior tutela (Tav. 2.41).

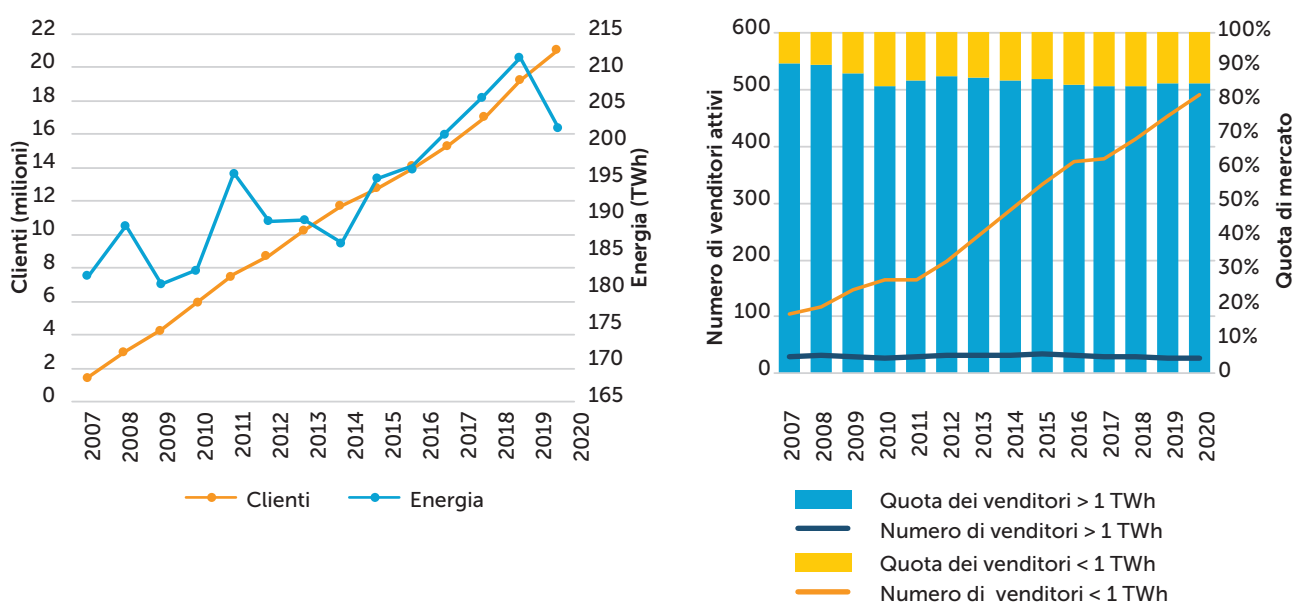
Si registrano lievissime diminuzioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, scesa al 94,3%, -0,1%), sia di indice HHI, calato da 7.466 a 7.431 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2020 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 202,4 TWh, 9,4 TWh in meno del 2019, a poco più di 21 milioni di clienti, cresciuti del 9,6% rispetto al 2019.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento. In termini di energia venduta, il mercato libero ha conosciuto negli stessi anni una notevole espansione: dai 182 TWh iniziali, il mercato è oggi più ampio dell'11%, benché tale espansione non sia avvenuta a un ritmo serrato e, anzi, nell'arco dei tredici anni di esistenza abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto. Il 2020, anno nel quale la pandemia ha portato a una crisi produttiva senza precedenti, è proprio un caso in cui, a fronte di una considerevole caduta delle vendite di energia elettrica, il numero dei clienti serviti ha registrato una significativa crescita, grazie soprattutto allo spostamento dei clienti dal servizio di tutela.

FIG. 2.21 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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. 2.21).

Anche nel 2020, infatti, la crescita del numero di operatori si è dimostrata vivace: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 38 nuove imprese attive (+7,9%) (Tav. 2.42). Poiché nel frattempo il mercato si è ridotto, in misura peraltro non lieve, si è quindi registrato un nuovo abbassamento del volume medio unitario di vendita per le imprese che vi operano, fenomeno anch'esso costante nel tempo.

Nel 2020 il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 390 GWh, cioè dell'11,4% inferiore ai 440 GWh del 2019, e ha quindi raggiunto un nuovo punto di minimo 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, 3,5 volte inferiore.

TAV. 2.42 Attività dei venditori per classe di vendita

VENDITORI	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Numero di esercenti in maggior tutela	135	131	131	127	123	119
Numero di venditori attivi	370	406	410	441	481	519
Oltre 10 TWh	3	3	2	2	3	4
5-10 TWh	7	6	8	8	7	4
1-5 TWh	26	23	21	19	18	20
0,1-1 TWh	63	70	73	78	74	71
Fino a 0,1 TWh	271	304	306	334	379	420
Volume venduto (TWh)	195,3	197,1	202,1	206,8	211,8	202,4
Oltre 10 TWh	62,4	62,9	61,1	67,6	81,2	90,8
5-10 TWh	45,8	39,0	51,6	56,4	50,5	26,9
1-5 TWh	60,7	64,8	57,9	50,6	48,9	54,6
0,1-1 TWh	22,4	25,8	26,5	26,5	25,0	23,8
Fino a 0,1 TWh	3,9	4,6	5,1	5,6	6,2	6,3
Volume medio unitario (GWh)	528	486	493	469	440	390
Oltre 10 TWh	20.798	20.955	30.546	33.798	27.077	22.712
5-10 TWh	6.538	6.508	6.447	7.053	7.217	6.735
1-5 TWh	2.336	2.819	2.757	2.665	2.717	2.731
0,1-1 TWh	356	368	363	340	338	335
Fino a 0,1 TWh	15	15	17	17	16	15

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2019, i venditori di grandissima dimensione (cioè con vendite superiori a 10 TWh) sono aumentati di un'unità (Tav. 2.42), perché oltre a Enel Energia, Edison e Axpo Italia, nel 2020 anche le vendite di A2A Energia hanno superato questa soglia. Viceversa, il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) ha perso due imprese rispetto al 2019. In questo gruppo nel 2019 erano presenti: A2A Energia, che è appunto salita nella classe superiore, Hera Comm, E.ON Energia, Eni Gas e Luce, Duferco, Green Network e Iren Mercato. Nel 2020 le vendite delle ultime due società sono rimaste al di sotto di 5 TWh, pertanto sono passate alla classe dei venditori di media dimensione (quelli con vendite comprese tra 1 e 5 TWh).

Nel 2019 la classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh contava 18 imprese, mentre nel 2020 ne conta 20: sono entrati, come appena detto, Green Network e Iren Mercato provenienti dalla classe superiore, è uscita Global Power (le cui vendite sono scese sotto la soglia), mentre è subentrata ERG Power Generation.

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto, come sempre, nell'ultima classe di operatori (quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 41 unità.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2020 è pari al 14,8%, praticamente invariata rispetto al 2019. I venditori di più piccole dimensioni, quindi, continuano ad aumentare, ma si dividono sempre la medesima quota di mercato. Nel 2020 le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 28 imprese, corrispondenti al 5,4% dei venditori attivi) hanno coperto l'85,2% delle vendite complessive; le stesse cifre, calcolate nel 2019, erano, rispettivamente, pari a 5,8% e a 85,3% (Fig. 2.21).

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2020, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello³⁷, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34,2% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (12%) e alle imprese energetiche locali (7,9%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 3,2% e allo 0,8%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 40,1% 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 4,7% detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2020 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.43).

Sono 19 le imprese che hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico e 15 quelle che l'hanno cessata: il saldo è come sempre positivo. Le società Con.PER - Consorzio Pianificazione Energie Rinnovabili e Nuova Italia Energia si sono estinte per scioglimento: la prima all'inizio di marzo, la seconda in ottobre a seguito della chiusura delle procedure di fallimento.

Inoltre, 13 imprese hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse; tra queste: WhyNot è divenuta Unienergia, Tesla Energia è diventata Thema Energia, B.Energy ha assunto la nuova denominazione di Volty, così come Roma Gas & Power dalla fine del 2020 si chiama Energy Green City. Infine, 8 imprese hanno cambiato natura giuridica, passando nella maggioranza dei casi da società a responsabilità limitata a società per azioni.

TAV. 2.43 Operazioni societarie tra venditori di energia elettrica nel mercato libero nel 2020 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	19
Cessione/acquisizione dell'attività	4
Cessazione dell'attività	15
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	2
Fusioni/incorporazioni nell'ambito dello stesso gruppo societario	5
Cambio di gruppo societario	11
Cambio di ragione sociale	13
Cambio di natura giuridica	8

Fonte: AREGA, Anagrafica operatori.

Le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'acquisizione incorporante e incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. In ordine di tempo: in gennaio Acel Energie ha incorporato Enerxenia e Iren Mercato ha incorporato Spezia Energy Trading; da ottobre Vestina Gas & Luce ha incorporato Energia Adriatica Abruzzese, società della quale aveva acquisito l'intero capitale sociale in giugno; a fine anno My Life Gas & Power è stata incorporata da Enegan, un mese dopo che quest'ultima ne ha acquisito il 100% del

³⁷ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

capitale sociale, mentre Società Energia Italia ha incorporato due imprese, di cui possedeva il 70% delle quote di capitale, A3 Energia e Che Energia.

Per quanto attiene, invece, ai cambiamenti di appartenenza a gruppi societari, si segnalano:

- in gennaio Eni Gas & Luce ha acquisito il 70% delle quote di Evolvere Società Benefit, che quindi è entrata nel gruppo Eni; Argos è entrata nel gruppo Property grazie all'acquisizione del 97% del capitale sociale;
- in marzo Gruppo Fondiario Italia ha acquisito l'intero capitale sociale di Why Not, che è entrata nel gruppo e contestualmente ha cambiato la ragione sociale in Unienergia;
- in maggio Trigno Energy Unipersonale è entrata nel gruppo Pilkington Italia, che l'ha acquisita interamente;
- in ottobre, F2i SGR, principale fondo infrastrutturale italiano, insieme con il fondo di investimento Asterion Industrial, ha perfezionato l'acquisizione di Sorgenia; con tale operazione si è avviata la creazione di un nuovo gruppo Sorgenia. Inoltre, Gopower è entrata a far parte del gruppo Enean, che l'ha acquisita interamente;
- in novembre Gelsia è entrata nel gruppo A2A attraverso il proprio socio Ambiente Energia Brianza;
- in dicembre, infine, Metano Nord e Utilità sono entrate nel gruppo Foro Boario Servizi, che le ha acquisite quasi interamente.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: la cessione di un pacchetto di clienti elettrici e del gas da Iren Mercato alla propria controllata Salerno Energia Vendite, a seguito di una riorganizzazione territoriale dell'attività di vendita; l'acquisizione parziale dell'attività per Italian Energy Group (che l'ha acquisita da Save NRG) e per E più E (che l'ha acquisita da Cura Gas & Power); la cessione dell'attività da Soenergy a Sinergas.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.44) mostra, come di consueto, la predominanza del gruppo Enel, con una quota sostanzialmente stabile al 27%. Come l'anno precedente, in seconda posizione si trova il gruppo Edison, con una quota che, seppur in aumento rispetto al 2019, resta di 20 punti percentuali al di sotto del gruppo Enel. La distanza tra i due gruppi si è comunque notevolmente accorciata, grazie al fatto che nel 2020 le vendite di Edison sono cresciute del 2,9% (+405 GWh), mentre quelle di Enel sono diminuite del 3,4% (-1,9 TWh). Nel mercato libero la predominanza di Enel rimane comunque assai meno significativa rispetto a quella che possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.41), dove la distanza rispetto al secondo operatore è sempre superiore all'80%.

TAV. 2.44 Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2020 (volumi in GWh)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Enel	54.562	27,0%	1°
Edison	14.165	7,0%	2°
A2A	11.931	5,9%	5°
Axpo Group	10.984	5,4%	3°
Eni	10.263	5,1%	4°
Hera	9.842	4,9%	6°
E.ON	6.524	3,2%	8°
Duferco	5.176	2,6%	9°

(segue)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Engie	4.883	2,4%	15°
Alperia	4.842	2,4%	11°
Acea	4.670	2,3%	16°
Green Network	4.495	2,2%	7°
Egea	4.465	2,2%	12°
Iren	4.153	2,1%	10°
Repower AG	3.723	1,8%	13°
Dolomiti Energia	3.245	1,6%	17°
Sorgenia	2.676	1,3%	18°
Nova AEG - Nova Coop	2.263	1,1%	20°
CVA	2.083	1,0%	14°
Agsm Verona	2.082	1,0%	19°
Altri operatori	35.408	17,5%	-
TOTALE MERCATO LIBERO	202.436	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In terza posizione, con vendite pari a 11.931 GWh, è salito il gruppo A2A, che l'anno precedente era in quinta posizione: con una crescita delle vendite del 20% rispetto al 2019, il gruppo A2A ha superato i gruppi Axpo ed Eni, che lo precedevano. Nel corso del 2020 le vendite di entrambi questi ultimi gruppi sono in effetti diminuite: -1,9% per Eni, 0,9% per Axpo, che quindi sono scesi, rispettivamente, nella quinta e nella quarta posizione della classifica. È rimasto in sesta posizione il gruppo Hera, nonostante abbia realizzato un incremento delle quantità vendute del 2,5% rispetto al 2019. Hanno guadagnato una posizione anche i gruppi E.ON e Duferco, nonostante abbiano registrato entrambi un significativo calo delle vendite (rispettivamente -8,1% e -13,3%). Più in generale, la classifica dei primi venti gruppi del mercato libero mostra nel 2020 spostamenti abbastanza rilevanti, causati da variazioni nelle vendite molto nette, sia in positivo, sia in negativo. Riduzioni importanti delle quantità vendute si evidenziano in particolare per il gruppo CVA (-48,7%), per il gruppo Green Network (-39,3%) e per il gruppo Iren (-30%), che, infatti, sono scesi all'incirca di cinque posizioni nella classifica. Viceversa, incrementi significativi, nonostante l'anno di crisi, si sono registrati nelle vendite del già citato gruppo A2A, oltre che di Engie (+21,5%) e Acea (+18,1%).

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero resta basso, pur essendo in lieve ma costante aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 39,8% dal 38,4% del 2019 (era rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni), mentre quella dei primi cinque è salita al 50,3% dal 48% del 2019. Infine, nel 2020 l'indice HHI è salito da 924 a 954, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato. Il 31% dei 519 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 105 imprese, pari al 20%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 253 società (49%) 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 2.45. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3 calcolato per le singole imprese e non per i gruppi societari, e alla percentuale dei punti

di prelievo serviti dalle stesse imprese. Nel 2020 la concentrazione territoriale è tendenzialmente aumentata rispetto all'anno precedente, nonostante il numero di operatori – già molto elevato ovunque (Fig. 2.22) – sia cresciuto, con una media di 28 unità, in tutte le regioni.

Come in passato, anche nel 2020 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelle meridionali. In particolare, Piemonte, Umbria e Liguria risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 39% delle vendite complessive regionali. Come l'anno precedente, la regione in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti è il Friuli-Venezia Giulia, dove i primi tre concorrenti soddisfano il 37,5% di tutta la clientela. Veneto e Umbria sono le altre due regioni in cui la quota di clienti serviti dai primi tre operatori del mercato risulta relativamente bassa. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche nel 2020 le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini sia di quota di volumi, sia di clienti serviti. La Sardegna è il territorio che nel 2020 evidenzia il valore di C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige; essa, però, non è anche la regione con il terzo valore più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre venditori, essendo questo posto occupato dalla Calabria.

TAV. 2.45 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero (quota di mercato dei primi tre operatori e percentuale dei punti di prelievo da questi serviti)*

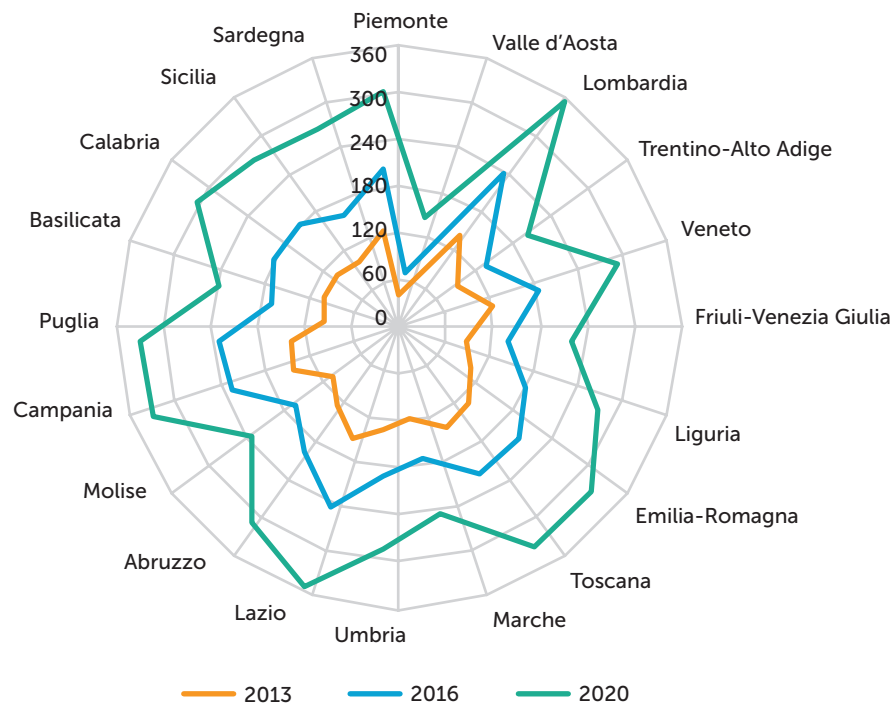
REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Piemonte	307	335	37,2	38,5	60,0%	58,6%
Valle d'Aosta	152	174	81,4	84,6	79,0%	74,7%
Lombardia	361	399	41,1	43,8	57,7%	59,0%
Trentino-Alto Adige	222	241	79,8	78,9	83,4%	82,9%
Veneto	301	334	39,7	42,2	43,9%	42,0%
Friuli-Venezia Giulia	228	255	45,7	47,9	38,5%	35,7%
Liguria	277	306	39,5	40,6	62,9%	61,1%
Emilia-Romagna	317	347	44,4	44,8	64,5%	63,3%
Toscana	309	345	43,8	41,5	60,5%	56,7%
Umbria	225	246	57,9	54,5	54,0%	62,5%
Marche	261	280	41,1	39,2	55,7%	53,4%
Lazio	317	350	51,8	51,9	79,4%	77,5%
Abruzzo	268	304	46,5	49,9	60,3%	59,8%
Molise	206	221	54,2	53,9	58,9%	57,3%
Campania	303	331	51,2	50,5	74,8%	74,3%
Puglia	302	331	52,8	49,5	65,5%	62,0%
Basilicata	215	237	51,2	50,5	66,3%	66,5%
Calabria	282	316	58,1	62,8	81,4%	81,1%
Sicilia	277	300	50,7	57,9	69,9%	69,6%
Sardegna	267	298	71,4	70,8	70,5%	70,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.46) mostra un aumento di oltre 1,8 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 1.637.000 unità, ovvero dell'11,3% rispetto al 2019; 150.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,5%), mentre i punti in media tensione sono cresciuti di 43.000 unità (+42,1%). Anche i punti di prelievo in alta e altissima tensione hanno registrato un incremento (3,7%) che li ha portati a superare le 1.000 unità.

Nonostante la crescita nel numero di punti serviti, le vendite di energia hanno subito un pesante ridimensionamento, anche se concentrato quasi unicamente negli "altri usi". Infatti, le vendite ai clienti domestici sono salite del 13,7% rispetto al 2019, in parte grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela, e in parte per la spinta dovuta alla pandemia e ai provvedimenti che hanno limitato la mobilità delle persone.

FIG. 2.22 Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'espansione dei consumi domestici ha limitato la perdita nel comparto della bassa tensione, nel quale gli acquisti delle altre tipologie di clienti (illuminazione pubblica e altri usi) hanno, invece, registrato significative riduzioni, rispettivamente del 4,1% e del 9,4%.

TAV. 2.46 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Bassa tensione	88.960	87.752	-1,4%	19.079	20.873	9,4%
Domestico	29.984	34.107	13,7%	14.536	16.173	11,3%
Illuminazione pubblica	3.904	3.745	-4,1%	229	236	3,1%
Altri usi	55.072	49.900	-9,4%	4.314	4.463	3,5%
Media tensione	96.492	90.075	-6,7%	102	146	42,1%
Illuminazione pubblica	255	257	1,1%	0,76	0,81	6,2%
Altri usi	96.238	89.818	-6,7%	102	145	42,4%
Alta e altissima tensione	26.385	24.609	-6,7%	1,00	1,04	3,7%
Altri usi	26.385	24.609	-6,7%	1,00	1,04	3,7%
TOTALE	211.838	202.436	-4,4%	19.183	21.020	9,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Gli acquisti di elettricità in bassa tensione, quindi, sono risultati di 1,2 TWh inferiori a quelli del 2019, con una perdita limitata all'1,4%, mentre gli acquisti in media e in alta tensione hanno evidenziato una riduzione del 6,7%: 6,4 TWh in meno acquistati dai clienti in media tensione e 1,7 TWh in meno dai punti in alta o altissima tensione.

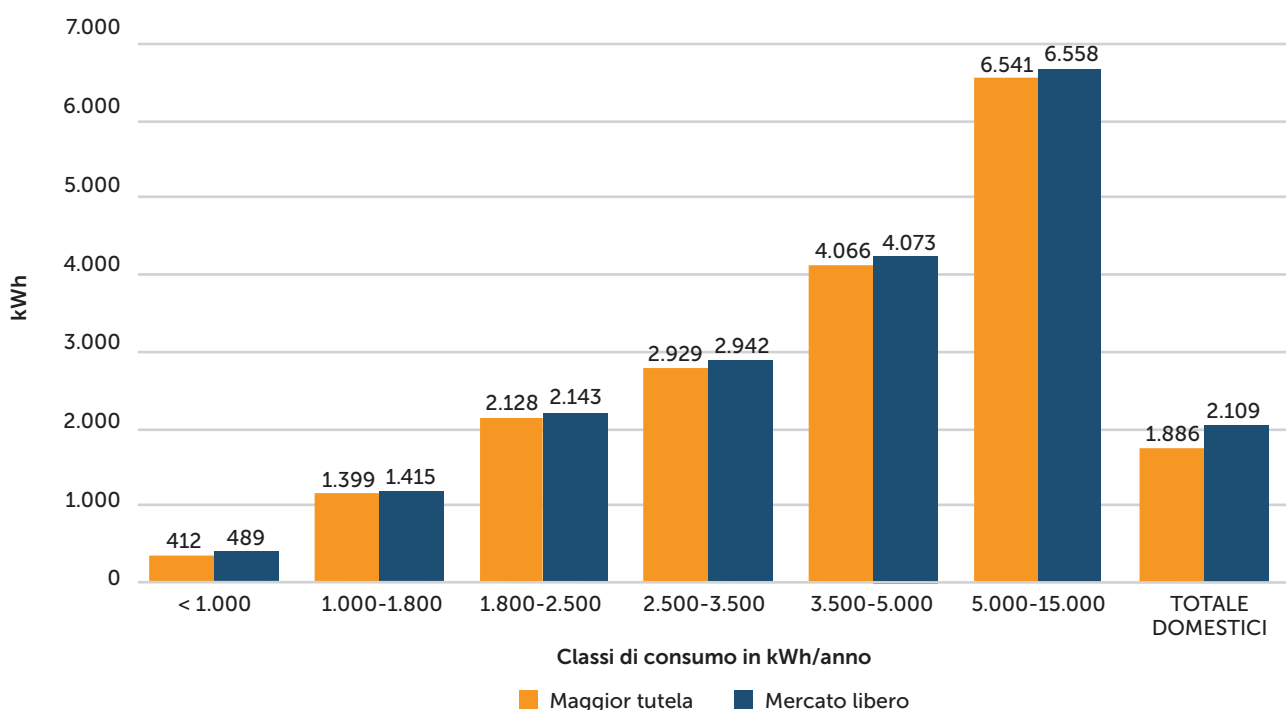
A prescindere dal livello di tensione, si osserva che: il settore domestico ha registrato un incremento dell'11,3% nei clienti e del 13,7% nell'elettricità acquistata; i punti di prelievo per l'illuminazione pubblica sono aumentati del 3,1%, ma hanno ridotto i consumi del 3,8%; gli altri usi, invece, hanno riportato una crescita del 4,4% nel numero di punti serviti e una caduta del 7,5% nell'energia acquistata. Di conseguenza, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è salita rispetto al 2019, passando dal 42% al 43,3%, mentre quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa di un punto percentuale (dal 45,5% al 44,5%) e quella dell'alta tensione è rimasta sostanzialmente invariata al 12,2%. La quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, che nel 2019 era pari all'83,9% di tutta l'energia venduta nel mercato libero, è scesa all'81,2% in termini di energia e al 21,9% in termini di punti di prelievo (era al 23% nel 2019).

Come sempre, tra i clienti domestici, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie poco meno di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. Se si osservano i volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 25% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,1% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.47).

TAV. 2.47 Mercato libero domestico nel 2020 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.886	5,5%	3.858	23,9%	489
1.000-1.800 kWh	5.614	16,5%	3.969	24,5%	1.415
1.800-2.500 kWh	6.855	20,1%	3.199	19,8%	2.143
2.500-3.500 kWh	8.537	25,0%	2.902	17,9%	2.942
3.500-5.000 kWh	6.418	18,8%	1.576	9,7%	4.073
5.000-15.000 kWh	4.273	12,5%	652	4,0%	6.558
> 15.000 kWh	523	1,5%	19	0,1%	27.539
TOTALE DOMESTICI	34.107	100,0%	16.173	100,0%	2.109
di cui con contratto dual fuel					
< 1.000 kWh	105	4,5%	172	16,3%	614
1.000-1.800 kWh	402	17,1%	279	26,5%	1.443
1.800-2.500 kWh	523	22,2%	241	23,0%	2.169
2.500-3.500 kWh	639	27,1%	216	20,5%	2.960
3.500-5.000 kWh	432	18,4%	106	10,1%	4.059
5.000-15.000 kWh	227	9,6%	36	3,4%	6.365
> 15.000 kWh	25	1,0%	1	0,1%	27.065
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.353	100,0%	1.051	100,0%	2.240

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.23 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2020

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 un po' più elevati, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Fig. 2.23). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (489 kWh) è del 18,6% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 412 kWh; viceversa per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari 27.539 kWh, risulta del 9,3% superiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela. Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero (2.109 kWh) si dimostra quasi del 12% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela (1.886 kWh).

Nel 2020 poco più di un milione di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*³⁸ (Tav. 2.47). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è nettamente diminuito, considerando che nel 2019 era circa il doppio (1.950.000 punti); la rispettiva quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi scesa al 6,5% dal 13,4%, dopo aver mantenuto un *trend* abbastanza costante nel tempo. Il consumo complessivo dei clienti con un contratto di fornitura per elettricità e gas è pari a 2,5 TWh, il 6,9% 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 6% circa) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.48) mostra una costante e sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che è stato scelto dal 62,1% dell'intera clientela (equivalente al 60,7% dei volumi). Il 29,5% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo l'8,4% quella multioraria, quest'ultima in riduzione rispetto al 9,2% del 2019. Gli elementi che rendono il prezzo monorario più attraente sono probabilmente legati alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo sul momento del consumo.

TAV. 2.48 Mercato libero domestico nel 2020 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	20.708	60,7%	10.038	62,1%
Bioraria	10.383	30,4%	4.771	29,5%
Multioraria	3.016	8,8%	1.364	8,4%
TOTALE DOMESTICI	34.107	100,0%	16.173	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione (Tav. 2.49). I punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono circa 68.000 sui circa 4,8 milioni totali (1,4%) e sono pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,3% del totale.

³⁸ 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. 2.49 Mercato libero non domestico nel 2020 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	53.645	1.050	4.700	67
Media tensione	90.075	1.152	146	1
Alta/altissima tensione	24.609	17	1	0,01
TOTALE NON DOMESTICI	168.329	2.219	4.846	68

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei consumi non domestici per classe (Tav. 2.50) 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 57,9% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 64,5% dei clienti, tuttavia, appartiene alla 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 discesa rispetto a quelli rilevati nel 2019. Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero si è attestato nel 2020 sui 34.733 kWh, l'11,3% in meno rispetto a quanto era emerso nei dati del 2019 (39.139 kWh).

TAV. 2.50 Mercato libero non domestico nel 2020 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	4.580	2,7%	3.124	1.466
5-10 MWh	BT	3.885	2,3%	551	7.057
10-15 MWh	BT	3.189	1,9%	259	12.329
15-20 MWh	BT	2.748	1,6%	158	17.394
< 10 MWh	MT	41	0,0%	54	759
10-20 MWh	MT	86	0,1%	6	14.431
< 20 MWh	AT e AAT	0,4	0,0%	0	3.441
20-50 MWh	Tutti	12.285	7,3%	395	31.109
50-100 MWh	Tutti	9.762	5,8%	142	68.866
100-500 MWh	Tutti	25.194	15,0%	120	209.734
500-2.000 MWh	Tutti	25.892	15,4%	28	931.287
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.370	27,5%	10	4.874.963
20.000-50.000 MWh	Tutti	10.560	6,3%	0	29.430.265
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.605	2,1%	0	58.286.769
70.000-150.000 MWh	Tutti	6.399	3,8%	0	94.673.271
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	13.733	8,2%	0	326.871.218
TOTALE NON DOMESTICI		168.329	100,0%	4.846	34.733

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 acquistato.

Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, da qualche anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela). Ogni venditore del mercato libero è obbligato, infatti, a inserire nel proprio menù di offerte commerciali, a beneficio dei clienti di piccole dimensioni³⁹, 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 2020 includono anche le offerte PLACET, senza tuttavia mantenerle distinte⁴⁰.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai 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 accogliere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 17,6 per la clientela domestica e a 25,8 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 leggermente aumentato rispetto al 2019, quando era risultato pari a 24,2: in un anno di forte riduzione dei consumi degli usi produttivi, il lieve aumento delle offerte proposte potrebbe essere il segno di uno sforzo, da parte dei venditori, di andare maggiormente incontro alle richieste della clientela nel tentativo di contenere le perdite. Il numero delle offerte per i clienti domestici, che – come si è visto nelle pagine precedenti – nel 2020 ha registrato una discreta espansione, è invece rimasto sostanzialmente invariato (era 17,4). In effetti, come si vede nella figura 2.24, la porzione dei venditori che presentano un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a tre) è salita dal 49% del 2019 al 56%. Rispetto al 2019, sono diminuiti anche i venditori che propongono da 4 a 8 offerte, mentre è un po' aumentata la quota di quelli che offrono 9-10 tipi di contratti differenti.

Delle 17,6 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,5 sono acquistabili solo online (erano 5,1 nel 2019 e 5,9 nel 2018), cioè soltanto attraverso internet, risultato abbastanza controintuitivo in un anno in cui

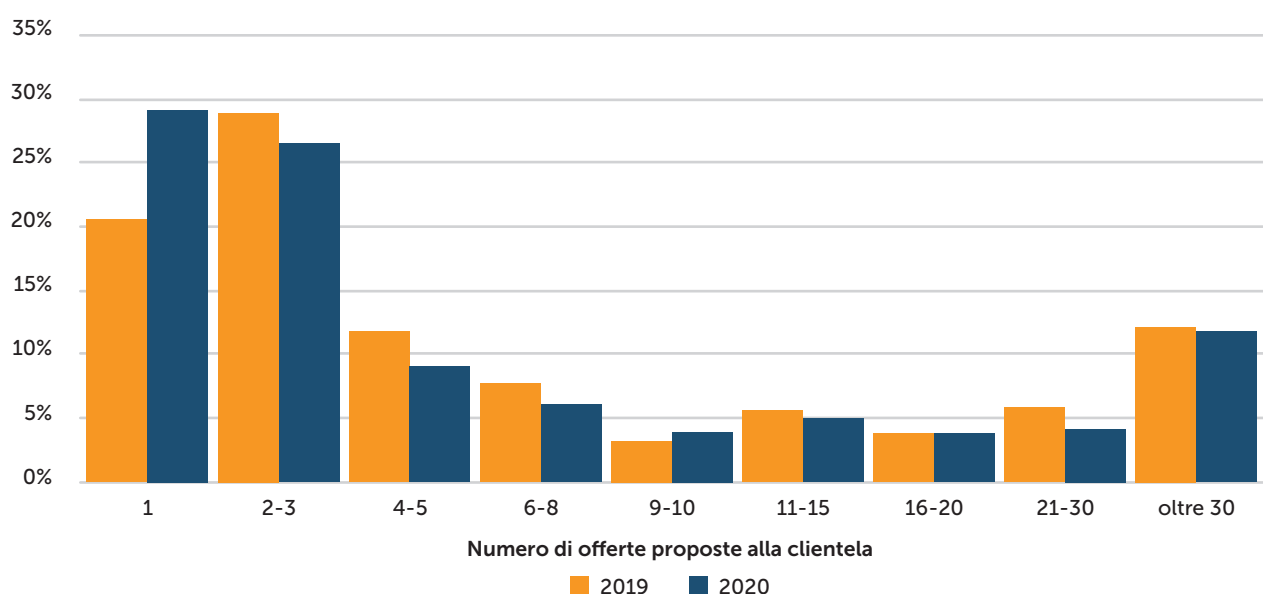
39 Le offerte PLACET hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali dei piccoli clienti, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (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.

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

gran parte delle attività ha dovuto svolgersi in modalità remota a causa delle limitazioni alla circolazione. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online è, tuttavia, cresciuta dal 20,8% al 22,4%. Nel 23,1% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 76,1% dei casi il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali.

Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2020 il 7,4% dei clienti (corrispondenti al 7,8% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è superiore a quello del 2019, quando aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet il 4,4% delle famiglie.

FIG. 2.24 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'84% 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 solo il 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le cifre sono abbastanza simili a quelle registrate nel 2019, tuttavia la preferenza verso il prezzo variabile è lievemente aumentata, in quanto l'anno precedente risultava scelto dal 15,2% dei clienti domestici.

Inoltre, il 3,2% dei clienti 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 12,6% dei clienti, mentre è dell'1,3% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 31,9% dei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela (erano il 32,5% nel 2019); il 65,1% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e l'1,8% dei clienti ne ha scelto uno

indicizzato all'andamento del Brent (l'anno precedente i valori erano: 57,7% per i contratti indicizzati al PUN e 6,4% per quelli indicizzati al Brent). L'1,1% dei clienti, infine, ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (nel 2019 la percentuale era pari al 3,4%).

Circa il 22% 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 condizionato al verificarsi di una determinata circostanza (per esempio, uno sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, uno sconto per la domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 18% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 42% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è rimasta stabile rispetto al 2019, quando era risultata del 21%.

Nell'Indagine annuale sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi è stata ulteriormente approfondita, anche per permettere all'Autorità di rispondere a sempre maggiori richieste che su questo tema provengono da varie sedi internazionali. I servizi aggiuntivi che storicamente erano stati proposti nei questionari degli anni scorsi erano i seguenti:

- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- 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.);
- omaggio o *gadget*;
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio, sconti sulla benzina, abbonamenti a riviste ecc.);
- altro non compreso tra le voci riportate sopra.

Nel questionario dell'Indagine sul 2020, alle predette voci si sono aggiunte le seguenti:

- garanzia di energia prodotta in Italia;
- altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità (per esempio, internet, abbonamento telefonico, abbonamento televisivo, prodotto assicurativo/finanziario ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (dove occorre specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati oppure altri).

Occorre comunque avvertire che l'introduzione nel questionario dell'opzione che consentiva di indicare una combinazione di servizi aggiuntivi può aver reso le risposte meno omogenee rispetto a quelle raccolte negli anni precedenti, quando l'assenza di tale opzione potrebbe aver indotto i venditori a includere i contratti con più servizi aggiuntivi sotto un'unica voce: quella del servizio inteso come più rilevante.

Le nuove opzioni per la rilevazione dei servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dai clienti domestici hanno avuto un discreto impatto tanto sulle risposte relative ai contratti a prezzo fisso, dove la presenza di un servizio aggiuntivo è "storicamente" elevata (Tav. 2.51), quest'anno pari a poco meno dell'80%, quanto nelle risposte relative ai contratti a prezzo variabile, sebbene in questo caso la presenza dei servizi aggiuntivi riguardi circa la metà dei contratti sottoscritti.

In particolare, relativamente ai clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, i venditori hanno indicato l'opzione "una combinazione di servizi aggiuntivi", con un'incidenza in termini di punti di prelievo dell'8%. Il questionario, tuttavia, chiedeva di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, è stato possibile riattribuire *pro quota* i punti di prelievo ai singoli servizi aggiuntivi. Dai risultati è emersa, come in passato, una netta preferenza dei clienti sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (39,4%), sia per la partecipazione a un programma di raccolta punti (31,1%). Un certo interesse riscuote anche la fornitura di servizi energetici accessori (3,3%), come pure la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%). A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (0,9%) e l'ottenimento di un omaggio. Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale del 2,1%.

TAV. 2.51 *Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi: percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati*

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019	2020
A prezzo fisso	84,6	83,9	85,9	84,7	84,0
A prezzo variabile	15,4	16,1	14,1	15,3	16,0
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo bloccato					
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	12,2%	12,2%	20,4%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	49,6%	45,7%	39,1%	44,4%	39,4%
Garanzia di energia prodotta in Italia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,3%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	42,2%	45,0%	36,0%	38,3%	31,1%
Servizi energetici accessori	3,9%	5,7%	7,4%	2,6%	3,3%
Omaggio o gadget	n.d.	1,4%	0,2%	0,4%	0,4%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,6%	0,5%	0,3%	0,7%	0,9%
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,02%
Altro	1,8%	1,7%	4,7%	1,5%	2,1%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile					
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	53,0%	51,6%	53,2%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	60,9%	48,9%	27,5%	28,4%	25,7%
Garanzia di energia prodotta in Italia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	5,8%	6,9%	2,5%	3,4%	2,8%
Servizi energetici accessori	22,0%	16,1%	8,5%	10,7%	12,2%
Omaggio o gadget	n.d.	23,1%	3,1%	1,3%	1,5%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	4,1%	3,6%	1,4%	2,5%	1,8%
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,3%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	7,2%	1,4%	4,1%	2,1%	1,5%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, la quota di coloro che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è ulteriormente salita al 53,2%. Tra questi clienti, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi riguarda l'8,8% dei clienti, che sono stati anche in questo caso riattribuiti *pro quota*.

Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (25,7% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (12,2%). I programmi di raccolta punti, l'ottenimento di omaggi o *gadget* e la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi raccolgono quote minori di preferenze, rispettivamente pari al 2,8%, all'1,8% e all'1,5%. La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze tra i clienti a prezzo variabile.

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. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

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 2019-2020 si è conclusa alla fine del 2018 con l'aggiudicazione del servizio a tre venditori: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm, gli stessi che nel novembre 2020 si sono aggiudicati il servizio anche per il biennio 2021-2022.

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. Come si vedrà più in dettaglio nella *Relazione Annuale* del prossimo anno, 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.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti la salvaguardia, nel 2020, e per il terzo anno consecutivo, il servizio si è ulteriormente ristretto. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 69.914 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro i 75.988 punti del 2019 (erano 80.457 nel 2018 e ben 91.345 nel 2017). Complessivamente sono stati prelevati 3.065 GWh, contro i 3.643 del 2019. Pertanto, il mercato della salvaguardia si è ridotto dell'8% in termini di punti di prelievo e quasi del 16% in termini di energia consumata rispetto al 2019 (Tav. 2.52).

In termini assoluti, la perdita maggiore di clienti si è avuta ovviamente nella bassa tensione, dove risultano essere usciti dal servizio circa 5.500 punti dei quasi 6.100 clienti complessivamente usciti dalla salvaguardia rispetto al 2019. Si sono registrati 609 punti di prelievo in meno in media tensione, mentre i punti di prelievo in alta tensione sono cresciuti di circa 6 unità. In termini percentuali, invece, la perdita maggiore si osserva tra i clienti in media tensione (-11,4%), che riportano il calo maggiore (-18,4%) anche in termini di energia acquistata. Sia nell'ambito della bassa tensione sia in quello della media tensione, il calo più rilevante di punti serviti si è avuto nell'illuminazione pubblica. Complessivamente, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica serviti in

salvaguardia sono diminuiti di circa 2.300 unità, mentre quelli relativi agli altri usi sono diminuiti di circa 3.700 unità.

TAV. 2.52 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	421	353	-16,0%	17,3	15,0	-13,2%
Altri usi	939	782	-16,7%	53,3	50,1	-6,0%
TOTALE BT	1.360	1.136	-16,5%	70,6	65,1	-7,7%
Illuminazione pubblica	33	24	-27,5%	0,15	0,10	-30,1%
Altri usi	2.088	1.707	-18,2%	5,2	4,6	-10,9%
TOTALE MT	2.121	1.731	-18,4%	5,4	4,7	-11,4%
Altri usi	162	199	22,3%	0,03	0,03	22,8%
TOTALE AT	162	199	22,3%	0,03	0,03	22,8%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.643	3.065	-15,9%	76,0	69,9	-8,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Corrispondenti e alquanto significativi cali si sono parallelamente manifestati nei volumi di vendita: nel complesso sono stati acquistati 578 GWh in meno rispetto al 2019 (-15,9%), 224 GWh in meno dai clienti in bassa tensione, 390 GWh in meno dai clienti in media tensione e 36 GWh in più da quelli in alta tensione. Gli usi di illuminazione pubblica hanno acquisito 76 GWh in meno rispetto al 2019 (-16,8%), mentre gli altri usi hanno acquistato 502 GWh in meno (-15,7%).

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti del 4% da 26 a 25 MWh, mentre quelli degli altri usi sono diminuiti del 10%, passando da 54,5 a 49 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione si è abbassato da 19,3 a 17,4 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è diminuito da 396 a 365 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono scesi da 6,3 a 6,2 GWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,2%) è allacciato in bassa tensione, il 6,8% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,05% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di tali clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 37% (stabile rispetto all'anno precedente), quella dei clienti in alta tensione è salita al 6% (era del 4% nel 2019), mentre la media tensione acquista più di metà dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (sebbene il suo peso sia in calo, essendo passato dal 58% nel 2019 al 56% nel 2020).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente diminuito in termini di clienti (nel 2020 sono il 21,6% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2019 contavano per il 24,2%), ma è leggermente aumentato in termini di energia acquistata, passata dall'11,7% al 12,3% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza accresciuto, seppur di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 78,4%, contro il 75,8% del 2019), mentre la loro preponderanza in termini di volumi è lievemente diminuita: nel 2020 hanno prelevato l'87,7% di tutta l'energia venduta in salvaguardia, contro l'88,3% dell'anno precedente.

TAV. 2.53 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	ESERCENTE	2019		2020	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	110	2,4	73	2,1
Valle d'Aosta	Hera Comm	3	0,0	2	0,1
Lombardia	Hera Comm	392	8,4	284	7,4
Trentino-Alto Adige	Hera Comm	44	0,5	10	0,1
Veneto	Hera Comm	115	2,6	88	2,8
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	45	0,9	40	0,8
Liguria	Hera Comm	61	1,2	44	1,1
Emilia-Romagna	Hera Comm	81	2,2	88	2,5
Toscana	A2A Energia	142	4,0	153	3,9
Umbria	A2A Energia	23	1,0	20	0,8
Marche	A2A Energia	48	1,3	28	1,1
Lazio	Hera Comm	465	7,8	371	6,9
Abruzzo	Hera Comm	103	2,2	91	2,0
Molise	Hera Comm	19	0,4	18	0,5
Campania	Hera Comm	711	10,2	570	10,0
Puglia	Hera Comm	354	7,7	381	6,7
Basilicata	Hera Comm	49	1,0	50	1,0
Calabria	Enel Energia	284	7,6	203	6,2
Sicilia	Enel Energia	520	12,4	475	12,1
Sardegna	Hera Comm	73	2,1	77	1,9
ITALIA	-	3.643	76,0	3.065	69,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

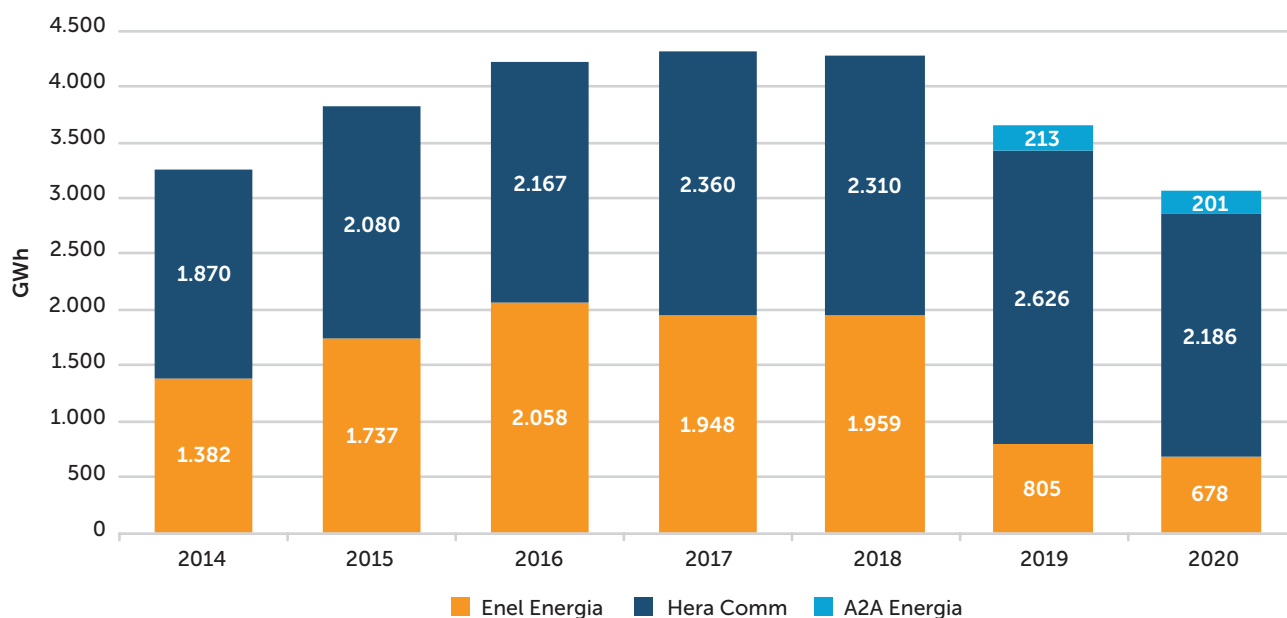
L'analisi più dettagliata a livello regionale è esposta nella tavola 2.53. Campania, Sicilia, Puglia e Lazio sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: il 58,6% dell'energia acquistata in questo mercato viene, infatti, venduta nei territori menzionati. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre due regioni, Lombardia e Calabria, che insieme assorbono un altro 15,9% dell'energia venduta.

Attraverso la tavola è possibile osservare, inoltre, come il calo medio nazionale dell'8% 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 la diminuzione rispetto al 2019 risulta particolarmente elevata (in Calabria, dove i clienti sono calati di quasi 1.400 unità, in Lombardia, in Puglia e nel Lazio) a regioni in cui si registra, al contrario, un certo aumento (Emilia-Romagna e Veneto).

La riduzione complessiva dei volumi di elettricità acquisita nel servizio di salvaguardia, che – come si è visto poco sopra – ha sfiorato il 16%, ha interessato in misura variabile anche i tre esercenti il servizio: rispetto al 2019, i volumi venduti da Enel Energia sono diminuiti del 15,7%, quelli venduti da Hera Comm sono scesi del 16,7%, mentre le vendite di A2A Energia hanno riportato un calo solo del 5,6%.

Per effetto degli andamenti descritti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia (che nel 2019 era drasticamente diminuita, poiché la società si era aggiudicata l'asta per il servizio in sei regioni in meno rispetto al 2018) è rimasta invariata al 22,1%, quella di Hera Comm è lievemente diminuita dal 72,1% al 71,3%, mentre quella di A2A Energia è salita dal 5,8% al 6,6% (Fig. 2.25).

FIG. 2.25 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 2020 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare⁴¹ 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 2021.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2021 risulta pari a 2,864 c€/kWh. Nella tavola 2.54 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2020, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per il 2021. I valori delle componenti UC3 e UC6⁴² considerate nel calcolo per gli anni 2020 e 2021 sono, rispettivamente, quelli riferiti al quarto

⁴¹ Con le delibere 22 dicembre 2020, 564/2020/R/eel, 565/2020/R/eel, e 566/2020/R/eel.

⁴² 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 (€/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi 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 (€/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (€/kWh).

trimestre del 2020 e al primo trimestre del 2021⁴³. Nelle tavole 2.55 e 2.56 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

TAV. 2.54 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2020	0,733	1,741	0,262	0,049	2,785
2021	0,765	1,770	0,265	0,064	2,864
Differenza	0,032	0,029	0,003	0,015	0,079
Variazione	4,4%	1,7%	1,1%	30,6%	2,84%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.55 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, con componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2020	2021	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,356	4,469	0,113
BT illuminazione pubblica	2,142	2,219	0,077
BT altri usi	3,182	3,279	0,097
MT illuminazione pubblica	1,420	1,473	0,053
MT altri usi	1,576	1,632	0,056
AT	0,805	0,843	0,038
AAT	0,717	0,755	0,037

Fonte: ARERA.

TAV. 2.56 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2020	2021	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,874	0,882	0,007
BT illuminazione pubblica	0,062	0,066	0,004
BT altri usi	0,207	0,208	0,001
MT illuminazione pubblica	0,059	0,064	0,005
MT altri usi	0,025	0,026	0,001
AT	0,004	0,004	0,000
AAT	0,001	0,001	0,000

Fonte: ARERA.

⁴³ Fissati con le delibere 29 settembre 2020, 349/2020/R/com (che ha confermato i valori approvati con delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com) e 29 dicembre 2020, 595/2020/R/com.

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 un'elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Come si vede nella tavola 2.57, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra i 136 €/MWh, riscontrabili per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e i 554 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema⁴⁴, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi, passando dai 191 €/MWh della classe più piccola ai 78 di quella più grande. Nel confronto con l'anno precedente, si riscontrano delle diminuzioni, pari a circa il 6% per il complesso dei clienti domestici (sia nel prezzo totale sia nella componente approvvigionamento), ma pure in questo caso i risultati sono legati alla dimensione dei consumi: mentre per i clienti della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) si registrano valori sostanzialmente identici all'anno precedente, per quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) si riscontrano diminuzioni dell'11% nella componente relativa all'approvvigionamento.

Nella tavola 2.58 è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela.

TAV. 2.57 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2020 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	3.620	8.065	553,6	192,4
1.000-1.800	10.047	7.137	242,9	119,2
1.800-2.500	12.101	5.665	203,8	107,5
2.500-3.500	14.890	5.071	185,7	101,2
3.500-5.000	11.100	2.727	172,9	95,9
5.000-15.000	7.207	1.100	162,8	90,4
> 15.000	827	31	136,4	78,0
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.791	29.795	215,4	108,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴⁴ 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. 2.58 Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2020 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.
< 1.000	175,0	208,4	19,1%	559,5	548,2	-2,0%
1.000-1.800	90,8	141,7	56,0%	210,2	268,7	27,9%
1.800-2.500	78,8	129,4	64,2%	171,9	228,2	32,7%
2.500-3.500	72,4	122,7	69,3%	154,1	209,2	35,7%
3.500-5.000	67,8	116,4	71,8%	142,3	195,3	37,2%
5.000-15.000	63,2	109,0	72,4%	133,5	183,0	37,1%
> 15.000	56,9	90,4	58,9%	120,9	145,4	20,3%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	81,7	128,5	57,2%	189,9	234,7	23,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, in tutte le classi la maggior tutela presenta valori più bassi del mercato libero, che risulta mediamente più oneroso del 57%. In termini di prezzo medio finale (al netto delle imposte) la differenza scende al 23,6%. Rispetto all'anno precedente, vi è stato un aumento generalizzato dei differenziali tra i due mercati, che discende dalla diversa evoluzione degli stessi. Il mercato libero presenta valori quasi uguali all'anno precedente (solo le classi estreme registrano delle variazioni significative, peraltro di poco superiori al 5% e di segno opposto tra loro), mentre il servizio di maggior tutela subisce una diminuzione media del 20%, che si articola tra il -6% della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) e il -29% della classe più grande (consumi superiori a 15.000 kWh/anno); tali riduzioni riflettono il forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatesi nel 2020, anche in seguito al diffondersi della pandemia. Per contro, il mercato libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura molto ridotta tali riduzioni ai clienti.

Risultati analoghi a quelli descritti in precedenza emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), salvo una minore incidenza percentuale dei differenziali, mediamente pari al 24%, nonché il comportamento in controtendenza della prima classe di consumo, per la quale il mercato libero presenta un livello di prezzo leggermente inferiore, che può essere ricondotto a una diversa incidenza dei clienti residenti, i quali sono gravati in minor misura dagli oneri di sistema. Per analizzare i differenziali sopra citati, oltre a quanto esposto in merito all'ampia diffusione di contratti a prezzo bloccato, occorre anche considerare quanto già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, in particolare sulla 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.).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.59 sono riportati i dati relativi alle quantità e ai 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.

TAV. 2.59 Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2020 per livello di tensione (quantità 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	64.556	7.065	91,5
Media tensione	91.806	150	69,7
Alta e altissima tensione	24.807	1	57,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	181.169	7.217	75,8

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.60, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Diversamente dagli anni scorsi, il corrispettivo più basso è riscontrabile nel servizio di maggior tutela, mentre il mercato libero, ormai quasi totalizzante in termini di energia venduta, presenta il corrispettivo più elevato. Su tale evidenza può valere quanto sottolineato in precedenza per i clienti domestici, in particolare sugli effetti delle formule contrattuali a prezzo fisso in periodi di forti variazioni nei prezzi all'ingrosso.

TAV. 2.60 Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2020 (quantità di energia in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)

TIPO DI MERCATO	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Maggior tutela	9.774	2.300	83,7
Salvaguardia	1.136	65	89,0
Mercato libero	53.645	4.700	93,0
CLIENTI NON DOMESTICI BT	64.556	7.065	91,5

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 2007⁴⁵, 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 piccole 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 di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.61 riporta i volumi di approvvigionamento di Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2020.

⁴⁵ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

TAV. 2.61 *Approvvigionamento di Acquirente unico nel 2020 (GWh, al lordo delle perdite di rete, e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	15.493	12.533	15.174	43.200
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	-	-	-	-
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	-143,6	-246,8	-34,7	-425
TOTALE	15.349	12.286	15.140	42.774
Media del prezzo di cessione	59,66	59,03	47,62	-

(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.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP, per il 100% del proprio fabbisogno senza ricorrere all'MPEG (mercato dei prodotti giornalieri); inoltre, come già accaduto nel 2019, anche nel 2020 non sono stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita ad Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata circa pari all'1% del fabbisogno. Con riferimento al 2021⁴⁶, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno di Acquirente unico⁴⁷, stimato pari a circa 39 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta, invece, il prezzo di cessione applicato nel 2020 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.

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 dall'1,94% del 2020 al 2,13% del 2021, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁴⁸.

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 2021 (si veda in merito il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia in esame è passata dal 3,77% del 2020 al 4,08% del 2021.

46 I dati relativi all'anno 2021 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2021.

47 Si precisa che, ai sensi della delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, per il periodo da gennaio a giugno 2021, Acquirente unico svolge l'attività di approvvigionamento anche con riferimento ai clienti che sono transitoriamente serviti dagli esercenti la maggior tutela nell'ambito del servizio a tutele graduati.

48 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.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta nel 2020 livelli inferiori a quelli dell'anno precedente in tutti i mesi, determinando una diminuzione media annua del 6,2%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dello 0,5%, la diminuzione in termini reali è pari al 6,7%.

L'andamento dell'indice dell'elettricità è stato simile a quello dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.26) nella prima metà del 2018, dopodiché questi ultimi hanno presentato tassi di aumento a 12 mesi sensibilmente più elevati. Tali andamenti si sono invertiti ad aprile 2019, quando l'indice dei beni regolamentati ha iniziato a presentare aumenti più contenuti della sola energia elettrica, e in modo ancora più marcato da luglio dello stesso anno, quando l'indice suddetto ha iniziato a presentare dei decrementi significativi, che l'energia elettrica, invece, ha manifestato solo a partire da gennaio 2020.

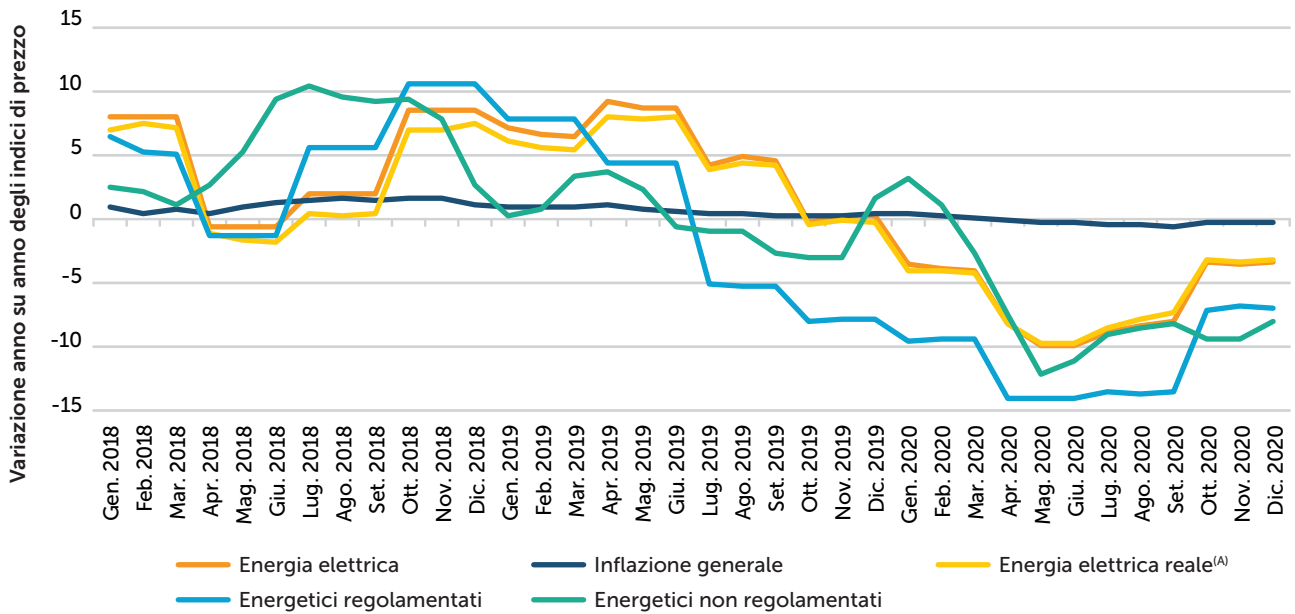
TAV. 2.62 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	112,1	-3,5%	102,9	1,4%	108,9	-4,8%
Febbraio	111,3	-3,8%	102,8	1,3%	108,3	-5,0%
Marzo	110,9	-4,1%	102,9	1,1%	107,8	-5,1%
Aprile	102,3	-8,3%	103,0	1,1%	99,3	-9,2%
Maggio	99,9	-10,0%	102,8	0,6%	97,2	-10,5%
Giugno	100,0	-9,9%	102,9	0,5%	97,2	-10,3%
Luglio	101,6	-8,9%	102,7	0,0%	98,9	-8,9%
Agosto	102,8	-8,3%	103,0	-0,1%	99,8	-8,2%
Settembre	102,9	-8,0%	102,3	-0,3%	100,6	-7,7%
Ottobre	109,3	-3,4%	102,5	-0,1%	106,6	-3,4%
Novembre	109,6	-3,5%	102,4	0,0%	107,0	-3,5%
Dicembre	109,8	-3,4%	102,6	0,3%	107,0	-3,7%
ANNO 2020	106,0	-6,2%	102,7	0,5%	103,2	-6,7%

(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. 2.26 *Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio*

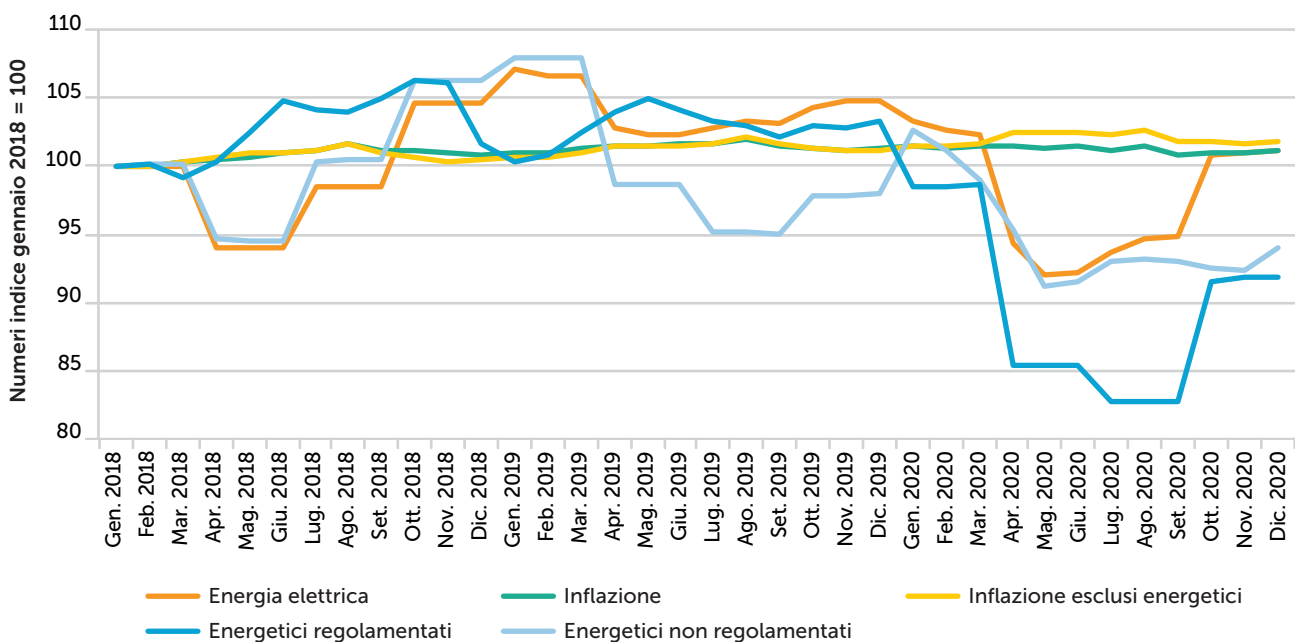


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

Quanto descritto in precedenza è più evidente nella figura 2.27, in cui viene confrontata la dinamica degli indicatori nell'ultimo triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2018). Nella seconda metà del periodo emerge una divaricazione tra l'insieme dei beni energetici regolamentati e l'energia elettrica, con quest'ultima che, dopo aver oscillato di circa il 5% intorno al valore iniziale, è sostanzialmente tornata su tale valore alla fine del triennio, mentre invece il complesso dei beni energetici regolamentati presenta una diminuzione di quasi il 10% (dopo aver sfiorato il -20% nell'estate del 2020). Tali oscillazioni si contrappongono alla sistematica stabilità del livello generale dei prezzi, che indica una sostanziale assenza di inflazione nel corso del triennio.

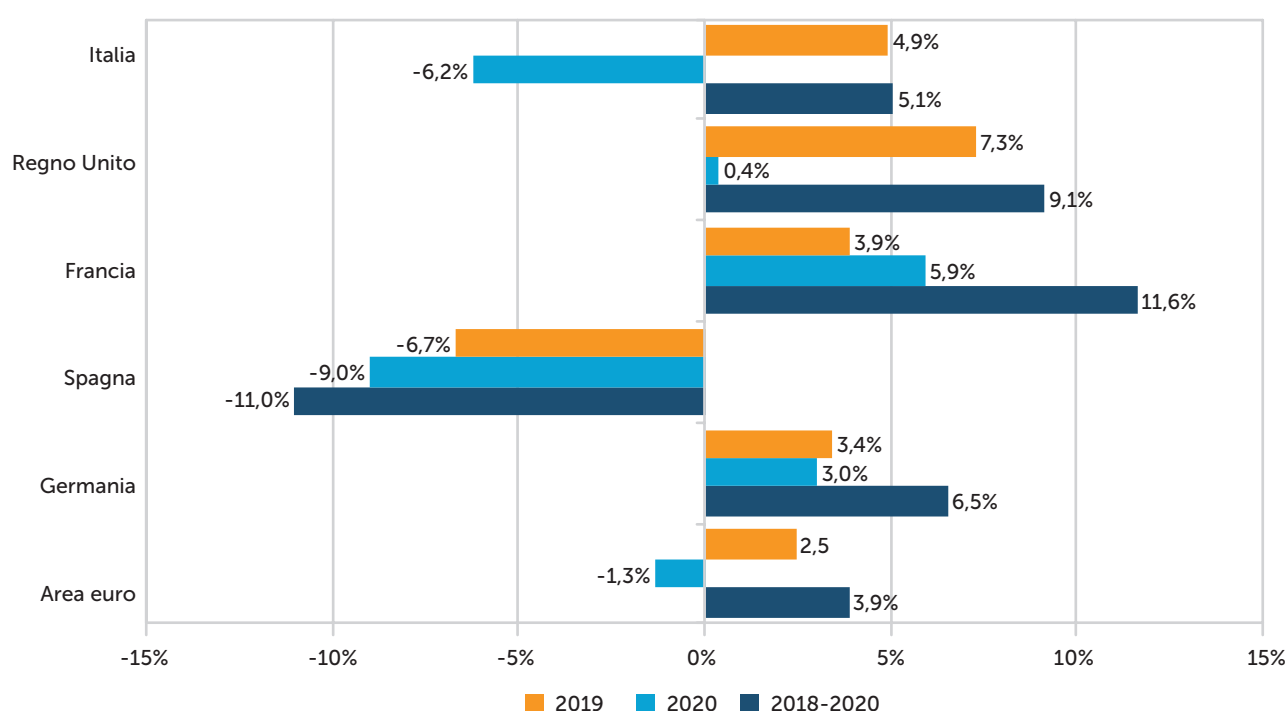
FIG. 2.27 *Livello dei prezzi nell'ultimo triennio*



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 con quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.28). La diminuzione registrata nel 2020 in Italia (-6,2%) risulta più marcata della media dell'Area euro (-1,3%), nell'ambito della quale si riscontrano andamenti molto differenziati: la Spagna subisce una diminuzione ancora più forte (-9%), mentre, all'opposto, i due principali paesi (Germania e Francia) presentano degli aumenti (rispettivamente +3% e +5,9%); fuori dall'Unione, sono rimasti praticamente invariati i prezzi nel Regno Unito. Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, l'Italia ha segnato un aumento (5,1%) di poco superiore alla media dell'Area euro (+3,9%) e in linea, almeno nel segno, con la Germania, la Francia e, fuori dall'Unione, il Regno Unito, anche se questi ultimi presentano tutti aumenti più elevati (rispettivamente +6,5%, +11,6%, +9,1%). In netta controtendenza la Spagna (-11%).

FIG. 2.28 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

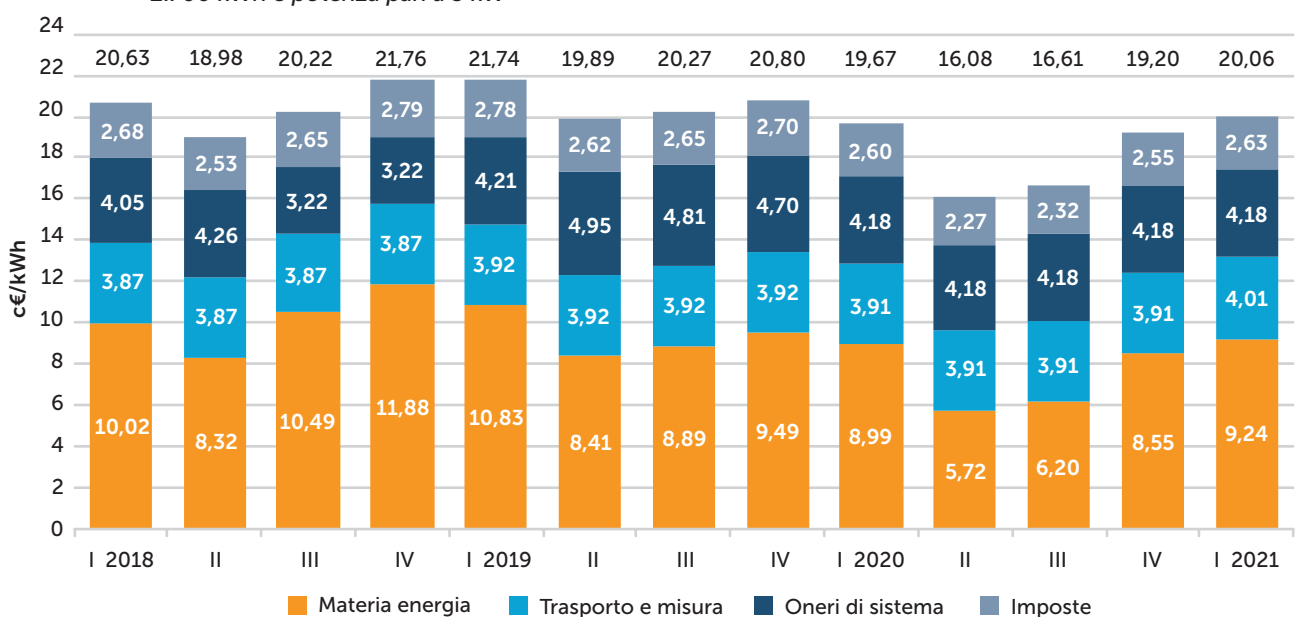
Le condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) presentano negli anni 2018 e 2019 un andamento spiccatamente stagionale, con valori più bassi nel trimestre primaverile (aprile-giugno) e più elevati nel periodo da ottobre a marzo. Tale tendenza si è accentuata nel 2020 a seguito del manifestarsi dell'evento pandemico, che ha depresso nettamente il valore del secondo trimestre (-18% rispetto a quello precedente), mentre nei trimestri successivi vi è stata una progressiva risalita verso i valori precedenti all'evento (Fig. 2.29). La dinamica complessiva, appena descritta, risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia è la voce con la maggiore incidenza (circa il 45%) e con un'evoluzione spiccatamente stagionale, dovuta alle oscillazioni che si formano nei mercati all'ingrosso, pertanto il suo andamento condiziona quello del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2018 a gennaio 2021) tale

componente ha presentato un minimo (5,72 c€/kWh), come accennato, nel secondo trimestre del 2020 e un massimo nel quarto trimestre del 2018 (11,88 c€/kWh);

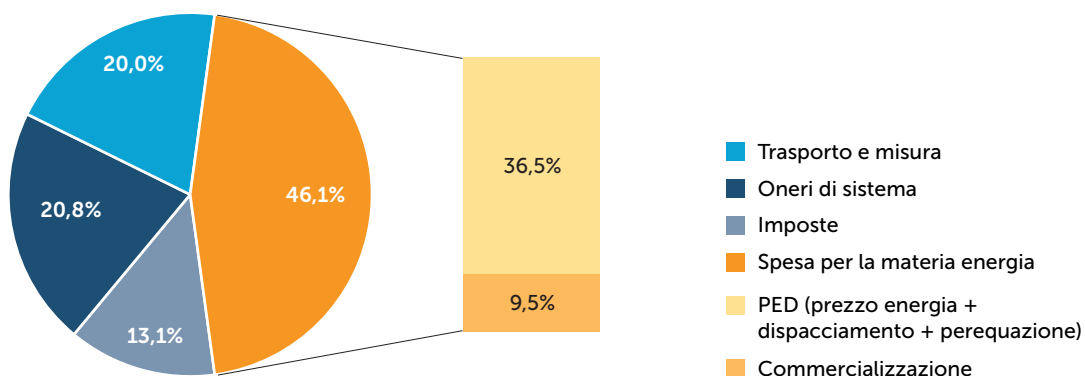
- i costi di trasporto e misura sono rimasti stabili in tutto il periodo intorno al valore medio di 3,9 c€/kWh, mentre nel primo trimestre del 2021 sono saliti del 4,5% a 4,01 c€/kWh;
- gli oneri di sistema presentano un valore medio non molto diverso dalla voce precedente (circa 4,18 c€/kWh), ma sono caratterizzati da oscillazioni molto più ampie, essendo compresi tra il minimo di 3,22 c€/kWh della seconda metà del 2018 e il massimo di 4,95 c€/kWh del secondo trimestre del 2019.

FIG. 2.29 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.

FIG. 2.30 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 2021



Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2021, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 17,43 c€/kWh al netto delle imposte e a 20,06 c€/kWh al lordo delle imposte (Fig. 2.30).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2021 hanno un'incidenza del 46,1%, di poco superiore a un anno prima (45,6%). 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 PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

TAV. 2.63 Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2020^(A) (in milioni di euro)

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A _{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	10.127,00
A _{3*SOS} ^(B)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	8.729,75
A _{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.661,65
A _{91/14SOS} ^(C)	Sconti previsti dal decreto legge n. 91/2014	-264,40
A _{RIM}	Rimanenti oneri generali	2.283,96
A _{2RIM}	Oneri per il finanziamento di attività nucleari residue	442,94
A _{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-
A _{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	443,53
A _{5RIM}	Finanziamento della ricerca	50,38
A _{SRIM}	Bonus sociale	255,51
A _{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	74,83
A _{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	920,28
A _{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	49,45
A _{mctRIM}	Misure di compensazione territoriale	47,03
TOTALE		14.981,71

(A) La tabella non tiene conto della riduzione delle aliquote prevista nel periodo 1° maggio-31 luglio 2020 dalla delibera 26 maggio 2020, 190/2020/R/eeel, in materia di tariffe elettriche, ai sensi dell'art. 30 del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34 (come convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77), in quanto gli ammanchi di gettito derivanti dall'applicazione di tali riduzioni sono compensati da un contributo equivalente da parte del Bilancio dello Stato, come previsto dal medesimo decreto legge.

(B) Compresi gli sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

(C) L'elemento A_{91/14SOS} 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).

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 20% del prezzo lordo complessivo, incidenza praticamente identica a quella di inizio 2020 (19,9%).

Infine, al 1° gennaio 2021 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 20,8%, con un peso in lieve diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2020 (21,3%). La tavola 2.63 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza del 2020, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A_{3*SOS}. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 3 del Volume 2.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2020 mostra una significativa riduzione rispetto ai valori del triennio 2017-2019. Nella tavola 2.64 è riportato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2020.

TAV. 2.64 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh/anno)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS ^(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431

(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.

TAV. 2.65 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti e MWh/anno)

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295
2017	2	1.593
2018	1	2.437
2019	4	8.063
2020	1	828

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna ad ARERA.

TAV. 2.66 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
Episodi	17	22	9	17	6	12	17	18	41
Mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392	785	275	1.844

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.65 è riportato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2020. L'incidente rilevante è un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh, tenuto conto degli effetti dei servizi di mitigazione,

resi dalle imprese distributrici, che consentono l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione – a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originarie sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN) – tramite la rete di distribuzione.

Nella tavola 2.66 sono presentati il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2020 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata. Nel 2020 si è registrato un elevato numero di episodi oggetto di mitigazione da parte delle imprese distributrici, oltre il doppio di quelli annualmente occorsi dal 2017 al 2019.

Ai fini della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2016-2023 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono riferiti all'intera Rete di trasmissione nazionale, con l'esclusione della rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla RTN (RTN FSI); nel 2020 il valore obiettivo della ENS regolata è stato pari a 850 MWh, mentre il valore effettivo di ENS regolata comunicato da Terna, ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, è stato pari a 274 MWh.

Nella tavola 2.67 è riportato il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti. Nel 2020 tale numero medio, su base nazionale, ricalca il valore del 2019, confermandosi elevato rispetto ai valori registrati negli anni precedenti, che già evidenziavano un andamento crescente. Su base zonale risultano aver peggiorato nel 2020, rispetto agli anni precedenti, le aree operative di Torino, Milano, Padova, Palermo e Cagliari.

Dal 2016 è in vigore un nuovo meccanismo di regolazione individuale a tutela dei clienti finali alimentati in altissima o alta tensione (AAT o AT). I clienti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità o che subiscono una disalimentazione di durata prolungata (Tav. 2.68), in entrambi i casi di responsabilità di Terna, ricevono un indennizzo economico se hanno adempiuto a un obbligo informativo nei confronti di Terna.

L'ammontare degli indennizzi corrisposti da Terna ai clienti finali in alta o altissima tensione relativamente alle interruzioni verificatesi nell'anno 2020 è pari a circa 95.000 € per il numero di interruzioni e 89.000 € per la durata massima delle interruzioni.

TAV. 2.67 *Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN (numero di interruzioni di durata superiore a un secondo – inclusi gli incidenti rilevanti^(A) – per Area operativa territoriale – AOT)*

AOT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72

(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.

TAV. 2.68 *Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT*

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI	DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI
Clienti con connessione magliata	0	2 ore
Clienti con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV	0	2 ore
Clienti finali con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV	1	2 ore

Fonte: 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.

All’indisponibilità di elementi della rete non corrisponde un’indisponibilità dell’alimentazione elettrica all’utente: tale circostanza si verifica qualora l’utente sia connesso in assenza di ridondanza e venga meno un elemento di rete necessario alla sua alimentazione elettrica (per esempio, perdita della linea di alimentazione in antenna per un utente da essa alimentato).

Nelle tavole da 2.69 a 2.73 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2020, con un rilievo particolare per l’indisponibilità delle linee elettriche aeree, dal momento che tra i vari elementi di rete (tra cui montanti di linea, sistemi di sbarre, trasformatori, cavi ecc.) le linee elettriche aeree sono quelle maggiormente significative ai fini della rappresentatività dell’indisponibilità dell’intera RTN.

TAV. 2.69 ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%

(A) Average System Availability Index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.70 ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%

(A) Average System Availability Index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.71 Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Numero medio di indisponibilità^(A) annue programmate						
Linee ≤ 150 kV	1,031	1,264	1,414	1,510	1,572	1,274
Linee 220 kV	1,925	1,809	2,212	2,040	2,779	2,223
Linee 380 kV	1,298	1,463	1,697	1,732	1,437	1,607
Numero medio di indisponibilità annue non programmate						
Linee ≤ 150 kV	0,300	0,305	0,445	0,498	0,496	0,551
Linee 220 kV	0,370	0,419	0,656	0,907	0,941	0,937
Linee 380 kV	0,340	0,261	0,534	0,430	0,645	0,654

(A) Il numero medio delle indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.72 Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ore medie di indisponibilità^(A) programmata rispetto alle ore annue						
Linee ≤ 150 kV	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1
Linee 220 kV	2,2	1,5	2,3	2,5	4,3	3,5
Linee 380 kV	1,2	0,8	1,3	1,4	1,6	1,7
Ore medie di indisponibilità non programmata rispetto alle ore annue						
Linee ≤ 150 kV	0,2	0,1	0,3	0,3	0,4	0,4
Linee 220 kV	0,4	0,3	0,7	0,7	0,8	1,0
Linee 380 kV	0,3	0,2	0,5	0,3	0,8	0,7

(A) Il numero medio delle ore di indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.73 Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente connesso in assetto radiale (eventi/anno)^(A)						
Linee ≤ 150 kV	5,760	5,537	7,003	8,324	10,335	8,597
Linee 220 kV	0,117	0,071	0,148	0,158	0,323	0,329
Linee 380 kV	0	0	0	0	0,025	0,021
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
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842
Linee 380 kV	0	0	0	0	20,832	55,958

(A) Il numero medio di utenti connessi strutturalmente in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in assetto magliato.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

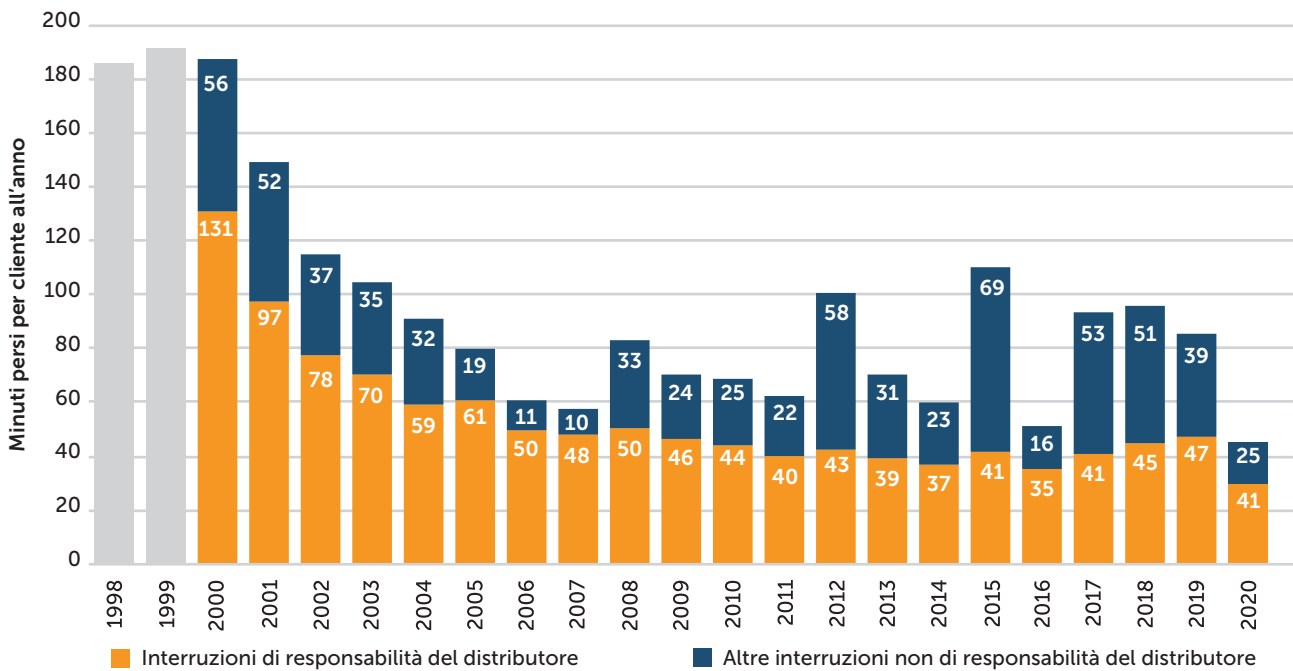
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2020 si registra un deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019; in termini di continuità del servizio, il 2020 presenta delle similitudini, con il 2016, anno in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali non 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 2020 registra un miglioramento pari al 55% per la durata delle interruzioni e al 34% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti).

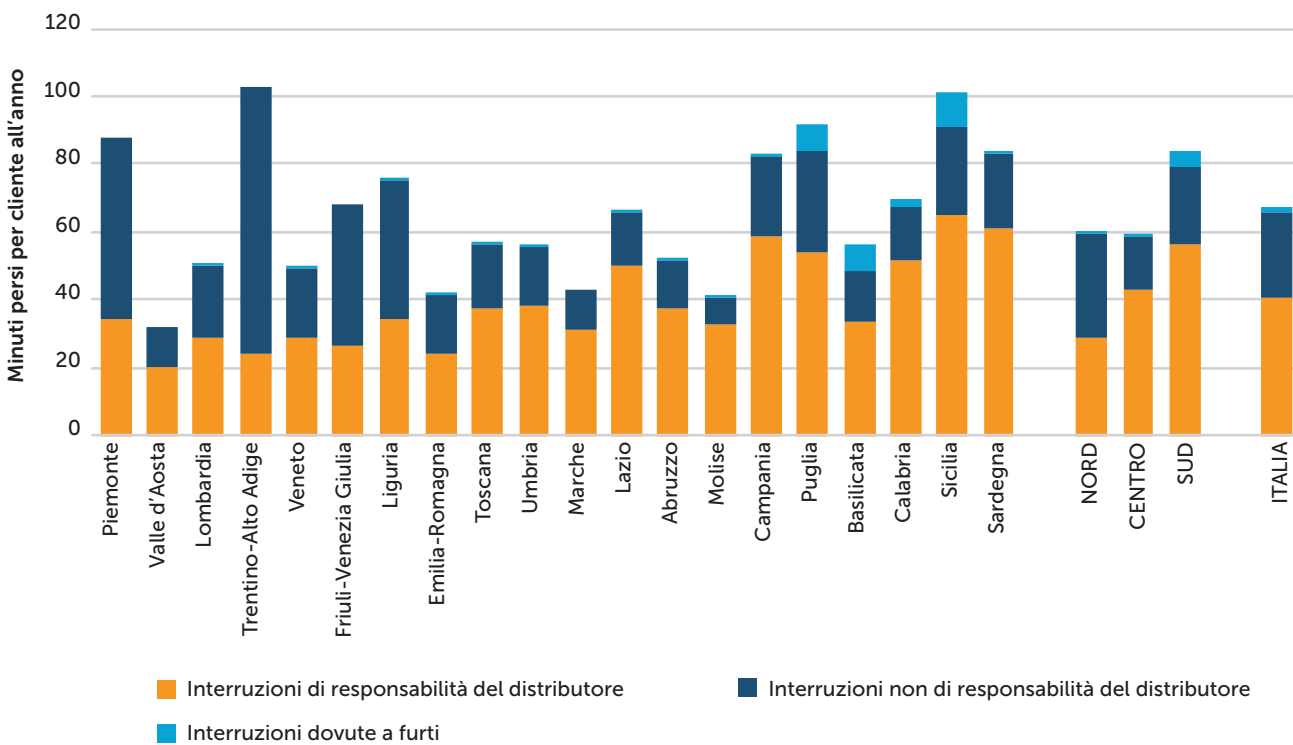
FIG. 2.31 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione^(A)



(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). I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione nel 2020^(A)

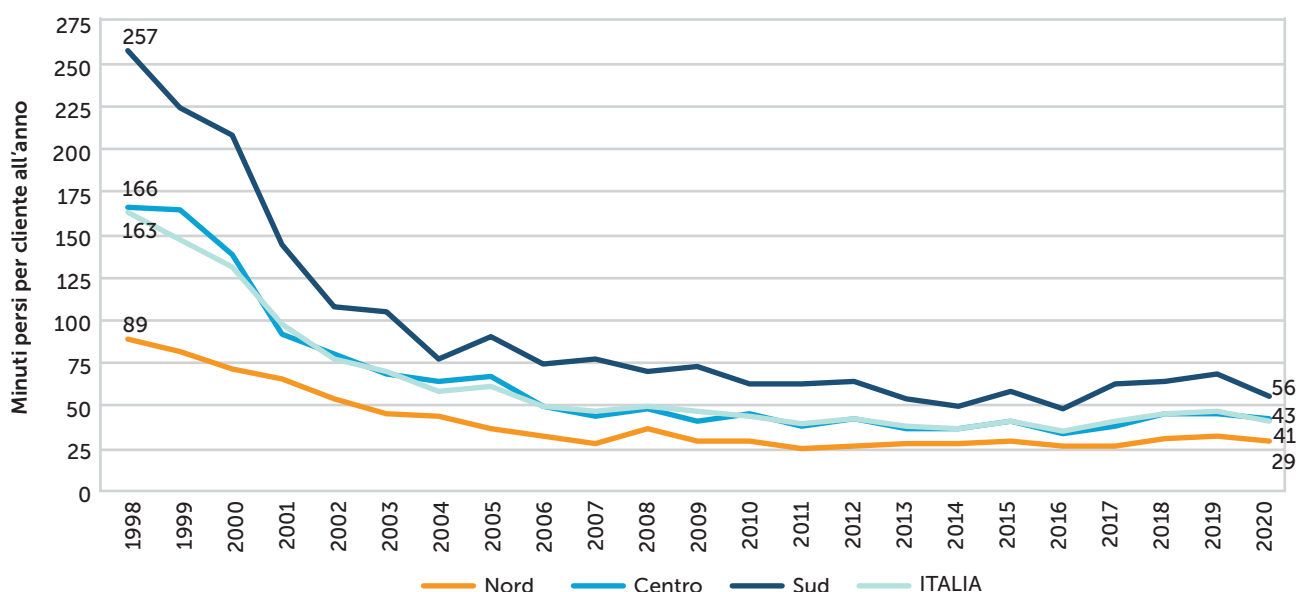


(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici. I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2020, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.31 e Fig. 2.33) 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 3,14 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.36). 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, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.32, il contributo alla durata su base regionale.

FIG. 2.33 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)



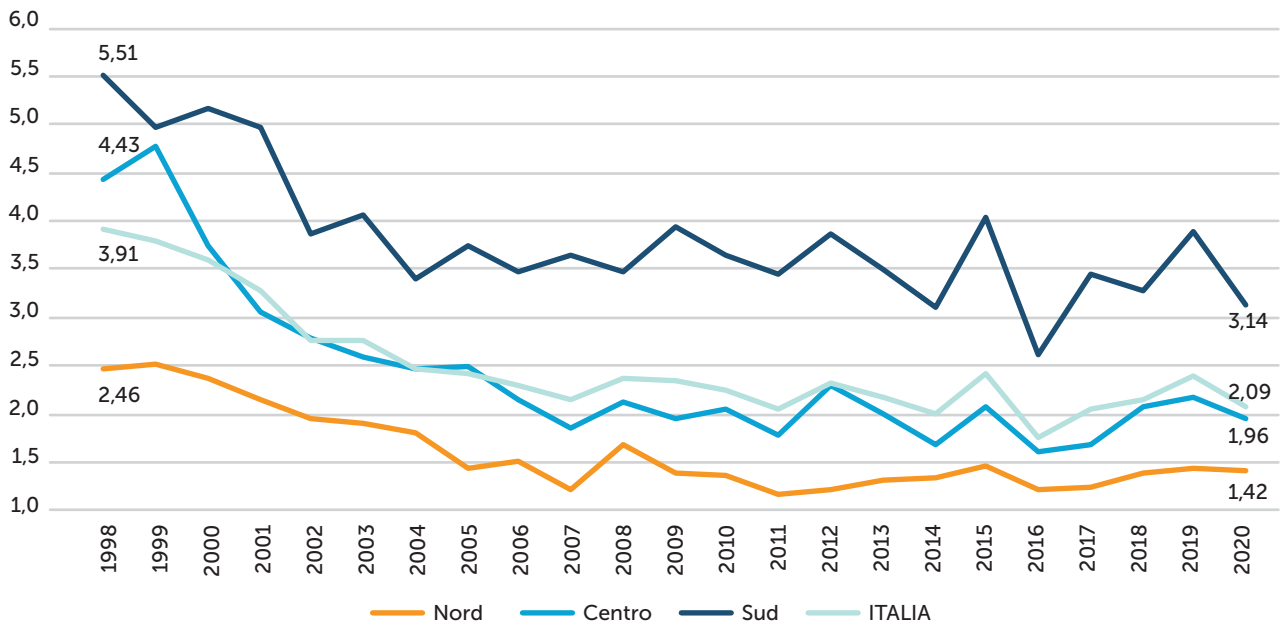
(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici. I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2020:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 66 minuti (Fig. 2.31);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 41 minuti a livello nazionale, di 29 minuti nel Nord, di 43 minuti nel Centro e di 56 minuti nel Sud (Fig. 2.33);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,09 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.34);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 1,90 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.35);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,14 interruzioni a livello nazionale, con un miglioramento pari al 32% rispetto al 2008 (anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per il numero di interruzioni); nel dettaglio, si sono verificate 2,06 interruzioni nel Nord Italia, 2,92 interruzioni nel Centro e 4,85 interruzioni nel Sud (Fig. 2.36).

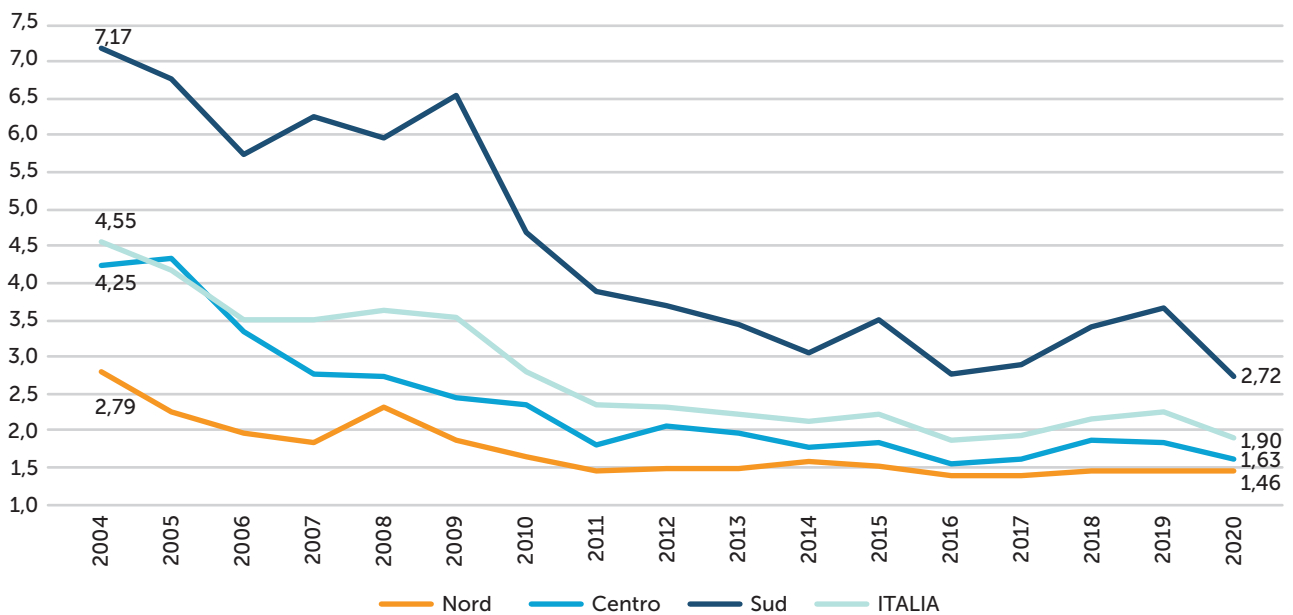
FIG. 2.34 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa). I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

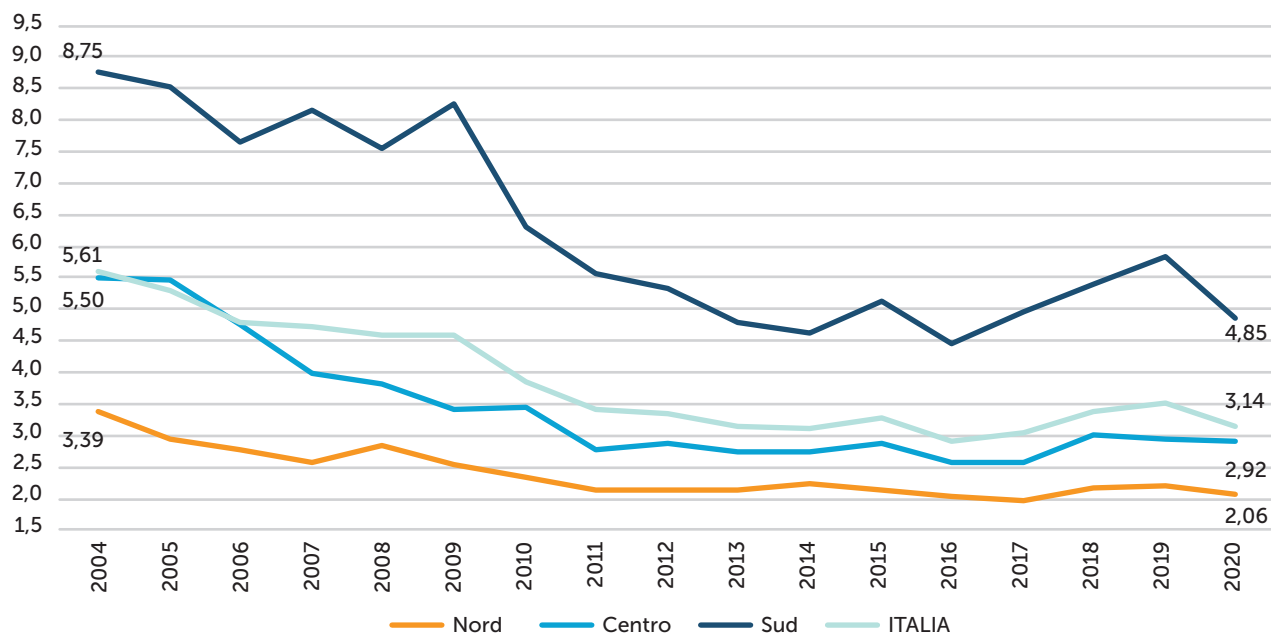
FIG. 2.35 Numero di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa). I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.36 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)



(A) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici. I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.74 mostra, su base regionale, i valori di continuità del servizio, 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 alla 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 2020.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti MT, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha confermato la pubblicazione comparativa tra imprese distributrici quale possibile strumento mirato a ridurre il numero. Tale pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza BT.

Persiste, anche se in decisa attenuazione, il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2020 (Tav. 2.75).

TAV. 2.74 Durata e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2020 (minuti persi per cliente all'anno e numero di interruzioni)^(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	88	1,78	1,56	2,42
Valle d'Aosta	32	0,73	0,88	1,57
Liguria	50	1,42	1,32	1,52
Lombardia	103	1,35	1,37	1,00
Trentino-Alto Adige	49	1,40	1,60	3,15
Veneto	68	1,18	1,76	4,07
Friuli-Venezia Giulia	75	1,43	1,75	2,42
Emilia-Romagna	41	1,20	1,36	2,50
Toscana	56	1,67	1,71	2,36
Marche	55	1,68	1,66	4,84
Umbria	43	1,40	1,46	3,45
Lazio	65	2,35	1,61	3,38
Abruzzo	52	1,77	1,95	6,13
Molise	40	1,41	1,62	4,19
Campania	82	3,26	2,51	3,07
Puglia	84	3,24	2,98	5,48
Basilicata	48	1,65	1,93	4,36
Calabria	67	2,94	2,28	5,81
Sicilia	91	3,87	3,13	6,97
Sardegna	83	2,79	3,16	5,51
Nord	59	1,42	1,46	2,27
Centro	59	1,96	1,63	3,16
Sud	79	3,14	2,72	5,30
ITALIA	66	2,09	1,90	3,43

(A) Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.75 Durata delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione (minuti persi)

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7	0	2	0	1
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54	25	10	9	8
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46	24	45	3	8
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7	3	4	5	3
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113	91	43	21	10
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0	0	0	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41	28	15	8	5
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16	11	6	3	2

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

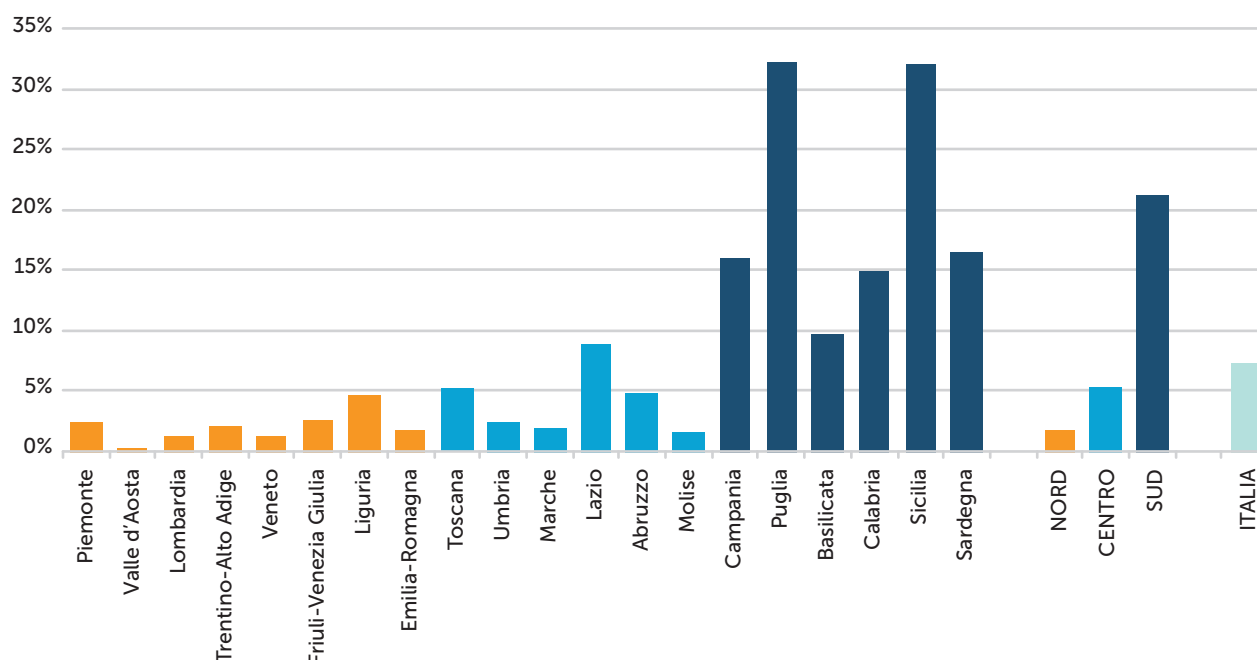
Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.76) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver 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.

TAV. 2.76 Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE COMUNE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: ARERA.

Gli utenti in media tensione che nel 2020 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 21%, ben oltre il 7% medio nazionale (Fig. 2.37); tale percentuale al Sud era pari al 29% nel 2019 (mentre il dato medio nazionale era il 9%) e pari al 28% nel 2018 (con la media nazionale al 10%).

FIG. 2.37 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2020

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.77 Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati (in milioni di euro)

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA A CSEA
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7
2016	37,8	9,6	28,2
2017	34,7	9,8	25,0
2018	37,8	9,8	28,7
2019	32,6	9,9	22,8
2020	30,5	9,9	20,6

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). L'impresa distributtrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la rimanenza alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (Tav. 2.77). A CSEA sono destinate anche le

penalità dovute per il numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a titolo di indennizzo agli utenti in media tensione con impianti non adeguati (Tav. 2.78). In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati in base alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio).

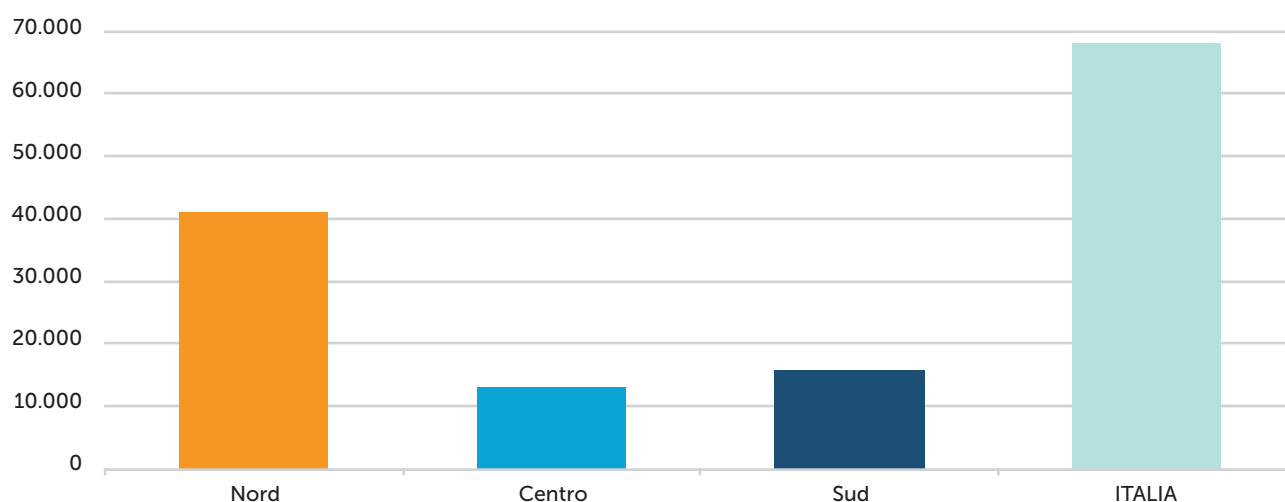
TAV. 2.78 *Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati (in milioni di euro)*

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	INDENNIZZO AUTOMATICO CORRISPOSTO A UTENTI MT	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

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici nel 2020 è in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Tale andamento è spiegabile con l'aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati che, al 31 dicembre 2020, ha superato le 69.000 unità (Fig. 2.38); al 31 dicembre 2019 il numero di utenti MT con impianti adeguati era di poco superiore alle 67.000 unità, mentre al 31 dicembre 2018 era di poco inferiore alle 66.000 unità.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per il 2020 sono in diminuzione rispetto al biennio 2018-2019 per effetto del miglioramento generale della continuità del servizio di distribuzione registrato per lo stesso anno (Tav. 2.78).

FIG. 2.38 Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2020

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, 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 raccolti:

- fino al 2015, attraverso il monitoraggio di un campione del 10% delle semisbarre MT delle cabine primarie e 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, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

La tavola 2.79 dettaglia il numero medio di buchi di tensione registrati nel periodo 2016-2019 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 2.80 riporta, invece, il numero medio di buchi di tensione rilevanti per gli utenti nel 2019, 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. 2.79 Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione^(A)

INDICATORE	2016	2017	2018	2019
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99	100,86
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80	32,26
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65	12,45

(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. 2.80 Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2019^(A)

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	10-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	43,73	5,08	1,08	0,40	0,09
$70 \leq u < 80$	16,46	3,33	0,51	0,12	0,02
$40 \leq u < 70$	18,33	4,08	0,39	0,11	0,07
$5 \leq u < 40$	5,15	1,06	0,13	0,02	0,02
$1 \leq u < 5$	0,61	0,01	0,01	0,01	0,04
TOTALE	84,28	13,56	2,12	0,66	0,24

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio 2019 e il 31 dicembre 2019.

Fonte: 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. 2.81).

La tavola 2.82 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2020 per il superamento di tali standard: circa 30 milioni di euro a circa 470.000 utenti in bassa tensione (in media circa 65 € per utente) e circa 4 milioni di euro a quasi 4.800 utenti in media tensione (in media poco meno di 760 € per utente).

TAV. 2.81 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 UTENTI BT	STANDARD PER UTENTI 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.

TAV. 2.82 Indennizzi automatici erogati nel 2020 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	83.821	4,0	340	0,2
Media	221.658	12,6	2.746	1,8
Bassa	163.504	13,7	1.707	1,6
TOTALE	468.983	30,3	4.793	3,7

Fonte: ARERA.

Per il 2020, circa 23 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. Tale Fondo è finanziato in parte dagli utenti in bassa e media distribuzione, in parte dalle imprese di distribuzione e in parte da Terna.

Sempre per il 2020, circa 11 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.83) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità; 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. 2.83 *Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici 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

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 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.

Le prestazioni sono assoggettate sin dal 1° luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015, in occasione della revisione periodica della disciplina.

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 distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

TAV. 2.84 Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2020^(A) (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

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Il numero di prestazioni richieste da clienti finali e produttori nel 2020 è in riduzione rispetto a quanto registrato negli anni precedenti (nel periodo 2016-2019 sono state richieste in media circa 4,6 milioni di prestazioni, a fronte delle circa 3,9 milioni richieste nel 2020); ciò ha comportato che il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero degli indennizzi corrisposti, nell'anno 2020, sono in riduzione rispetto ai casi registrati nel 2019. L'ammontare degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2020, invece, è in aumento rispetto al 2019, e ciò è dovuto principalmente al ritardo nell'esecuzione delle prestazioni, non attribuite a causa di forza maggiore e all'utente o a terzi, da parte dell'impresa distributtrice (se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard cui si riferisce la prestazione, è corrisposto il doppio dell'indennizzo automatico base; se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard cui si riferisce la prestazione, è corrisposto il triplo dell'indennizzo automatico base) (Tav. 2.84).

Esaminando le singole prestazioni per categoria di utenza (tavole dalla 2.85 alla 2.91), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nel 2020 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, 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 i clienti in media tensione, all'esecuzione di lavori complessi, 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 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. 2.85 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2020^(A)

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	125.606	9,14	1,97%	2.851
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	176.151	5,88	2,81%	8.051
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	46.075	31,59	5,30%	2.625
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.309.062	0,79	0,34%	5.211
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	875.928	0,75	0,37%	2.882
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	918.577	0,07	0,19%	1.730
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	157.690	0,04	2,10%	3.527
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	92.181	2,81	5,55%	5.070
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	16.739	10,39	3,57%	732
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	12.291	4,16	1,65%	203
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2.965	15,17	4,47%	151
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	819	66,44	16,19%	159

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2020^(A)

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	75.733	9,14	1,82%	1.547
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	117.279	5,66	2,80%	5.689
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	31.057	32,15	5,92%	1.898

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.87 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2020^(A)

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	24.113	5,04	1,03%	253
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	15.348	2,98	2,22%	307
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	1.088	4,94	1,29%	24

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.88 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2020^(A)

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	10.575	18,97	2,16%	231
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	281	8,68	2,55%	6
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.385	21,76	3,20%	55
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.949	2,63	1,96%	42
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.662	4,73	3,09%	65
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	831	0,74	4,25%	34
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	1.473	0,01	1,27%	16
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	185	10,51	2,21%	2
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	55	11,02	5,56%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	42	17,00	7,14%	4
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	44,00	0,00%	0

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.89 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2020^(A)

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	4.333	19,63	2,38%	102
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	42	6,13	2,50%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	755	18,60	2,93%	24

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.90 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2020^(A)

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	750	12,65	6,65%	65
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	463	5,81	2,38%	9
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	25	16,04	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	478	58,18	14,22%	76

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2020^(A)

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	90	11,15	3,37%	5
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	28	4,36	0,00%	1
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	48,00	0,00%	0

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

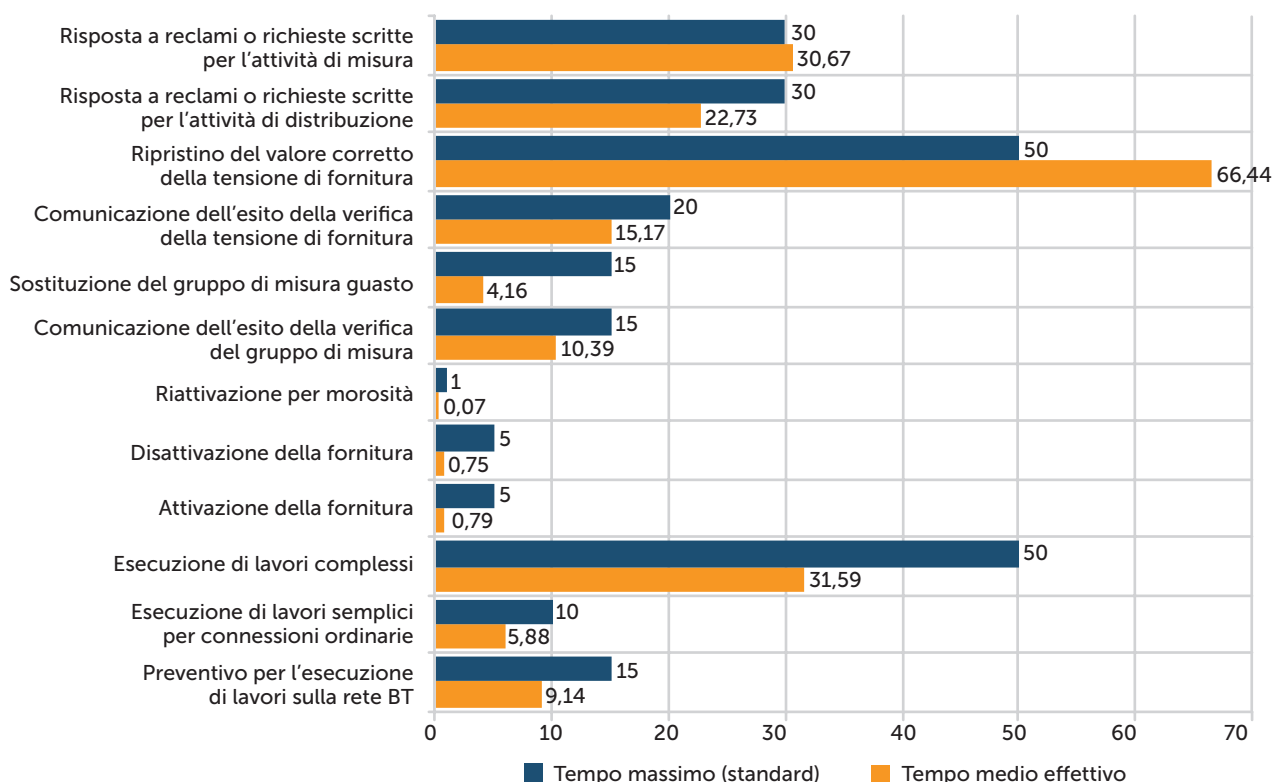
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per le risposte motivate ai reclami scritti e alle 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 2020 per categoria di utenza (figure dalla 2.39 alla 2.45), 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 clienti in media tensione, della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura;
- per i produttori in bassa e in media tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

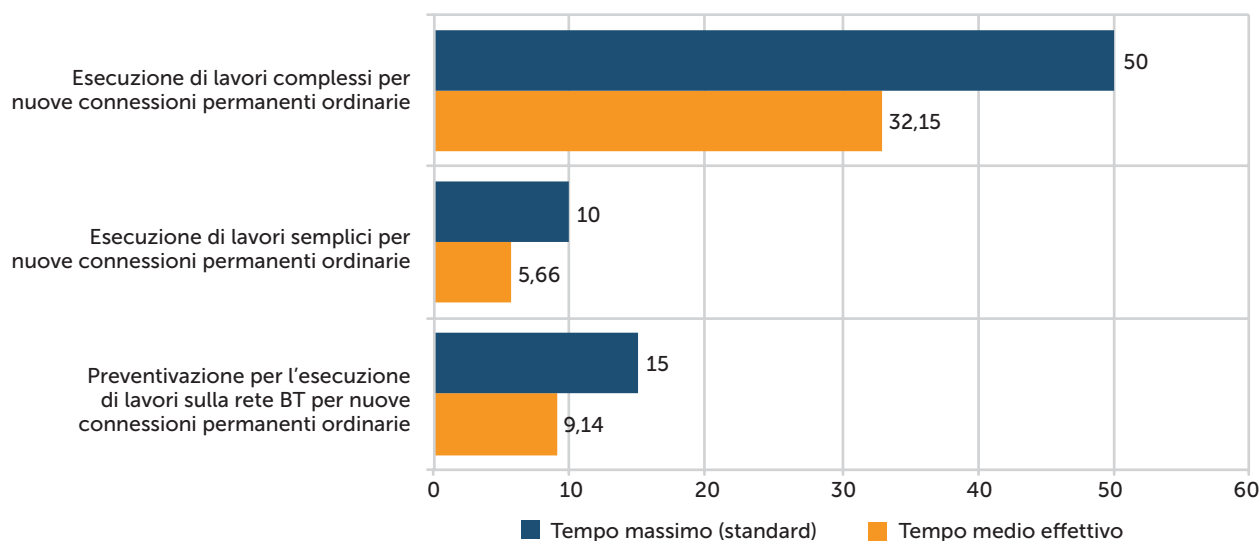
FIG. 2.39 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2020^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

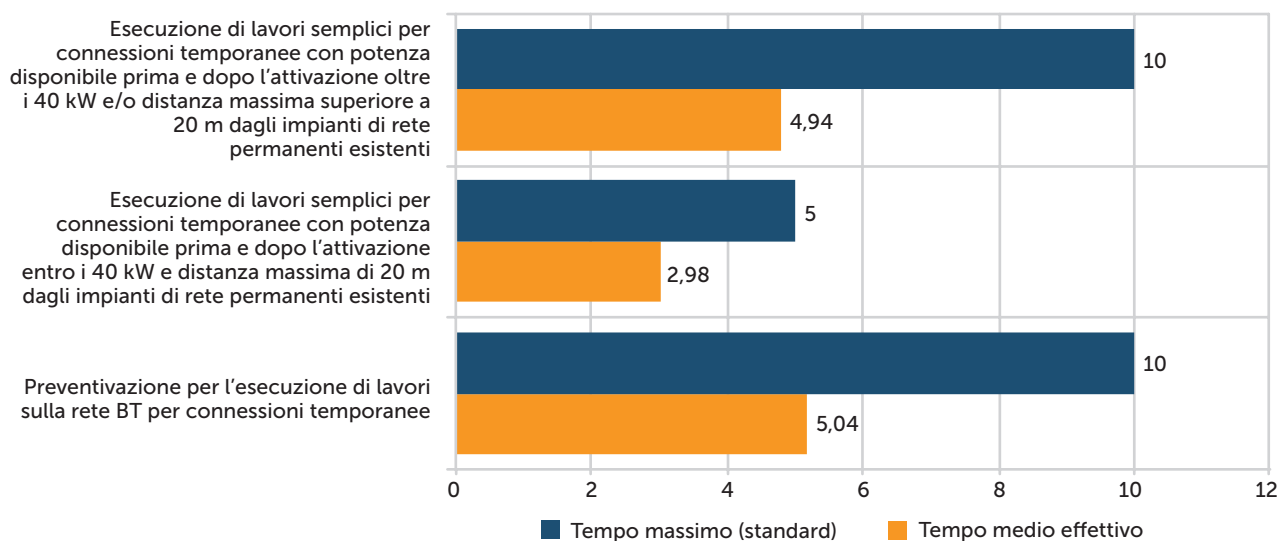
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.40 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in BT nel 2020^(A)



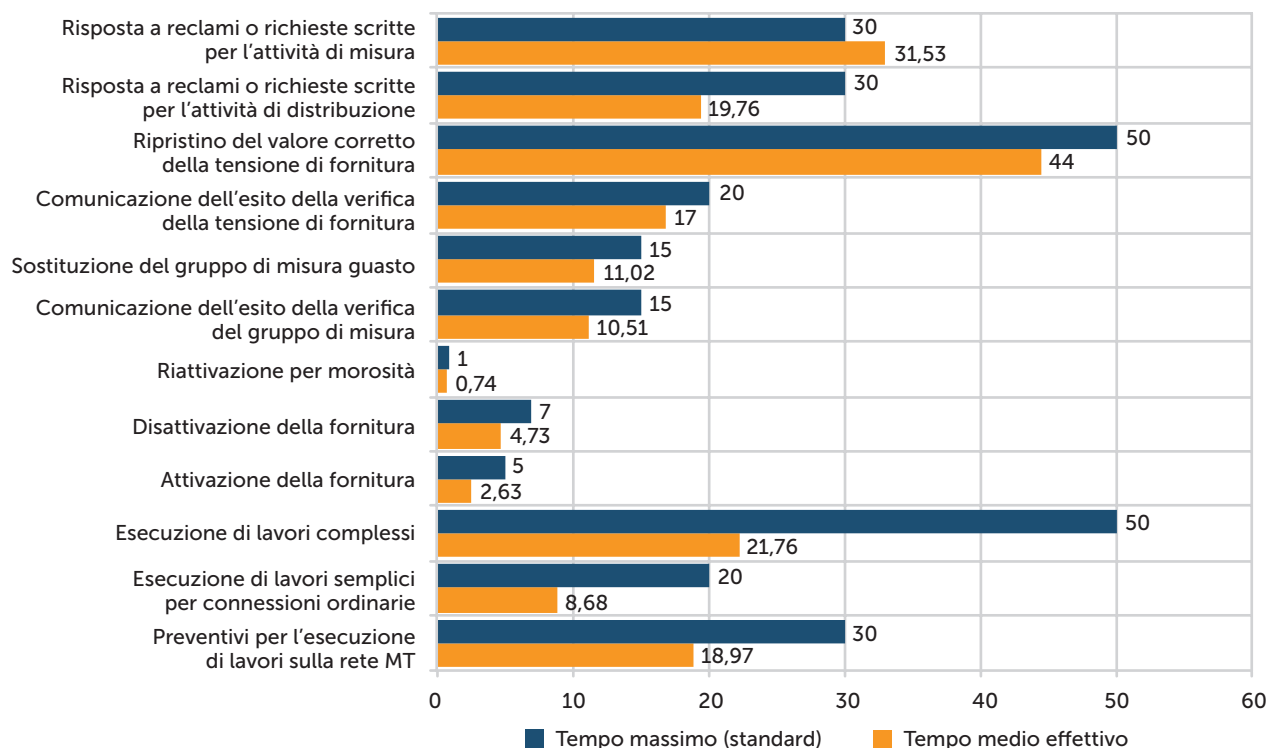
(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.41 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in BT nel 2020^(A)


(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

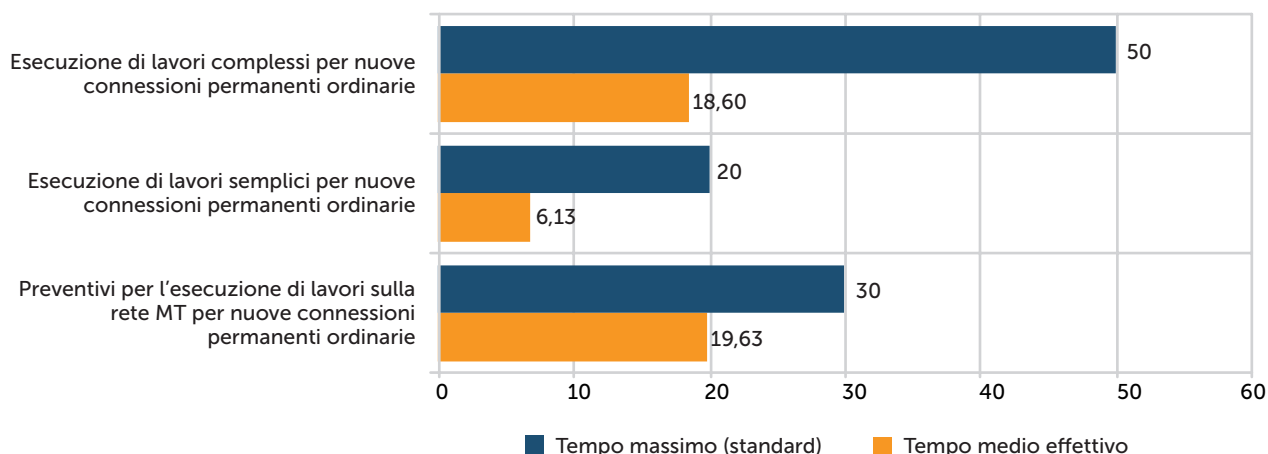
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.42 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in MT nel 2020^(A)


(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

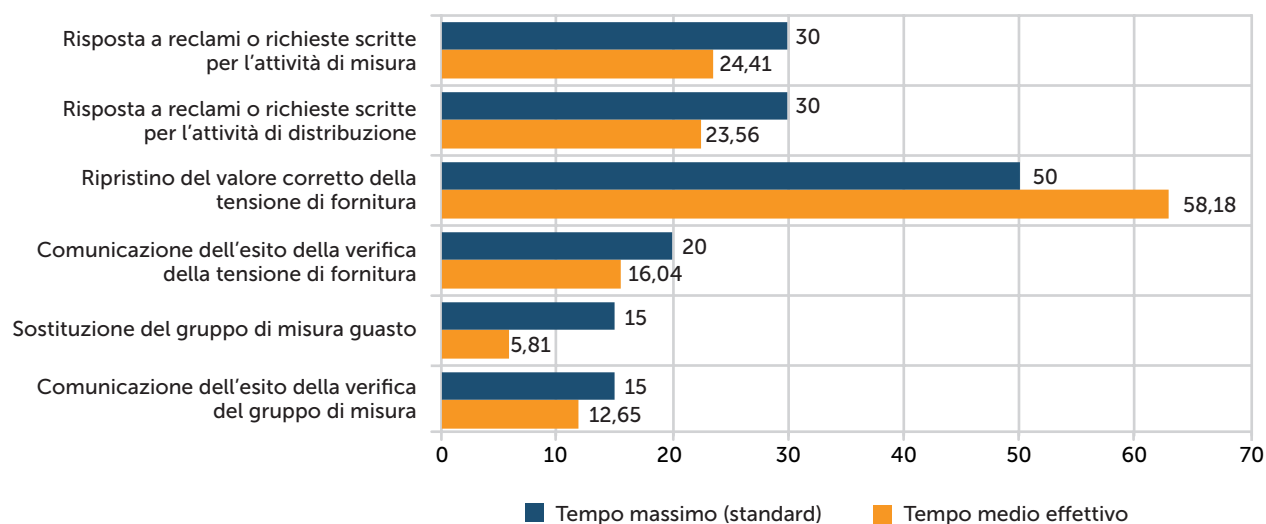
FIG. 2.43 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2020^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

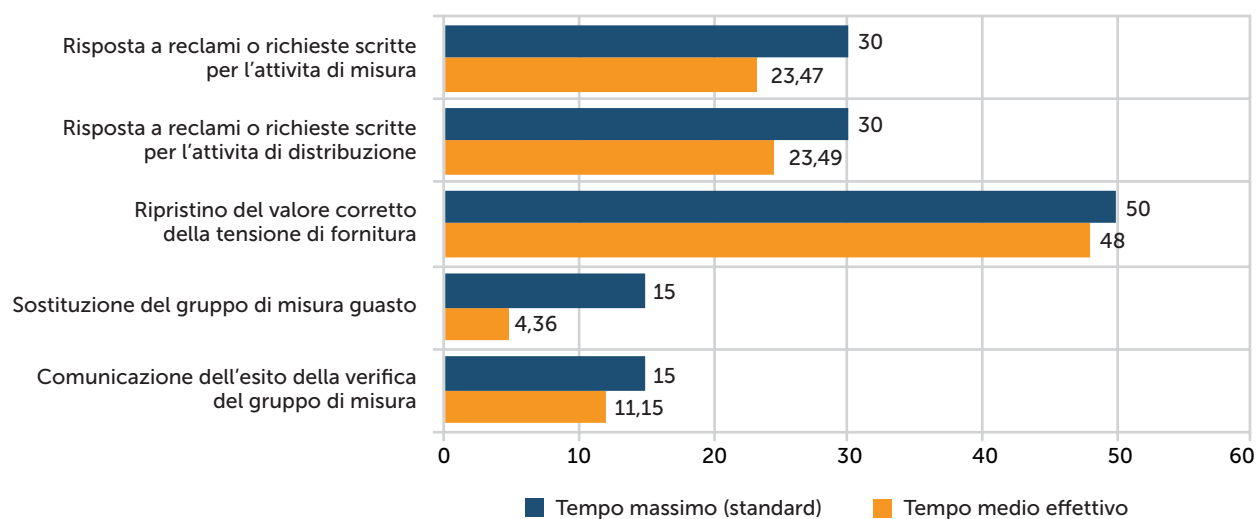
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.44 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in BT nel 2020^(A)



(A) 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 per i produttori in MT nel 2020^(A)

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁴⁹, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica per i clienti finali, dal 1° luglio 2009 sono in vigore due standard specifici (aggiornati nel 2016) in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori e, in particolare, per:

- richieste di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02C) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica.

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.92 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2020; esaminando le prestazioni, si osserva che la percentuale di casi di mancato rispetto degli standard specifici rilevata è superiore al 3% per la richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01).

49 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 2.92 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2020^(A)

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	1.574	3,64	4,72%	65
Richiesta di altri dati tecnici (M02) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	58.392	3,80	1,51%	919
Richiesta di altri dati tecnici (M02C) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	32.678	8,02	2,63%	895

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: dichiarazioni dei distributori ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Il già citato Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) 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 informazione 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. 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 tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia 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 a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2020 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 462 imprese, che servono 33,3 milioni di clienti elettrici. I dati comunicati dai venditori ai sensi dell'art. 36 del TIQV includono il tempo effettivo medio di risposta a una richiesta di rettifica di doppia fatturazione, calcolato sulla base dei tempi effettivi sia nei casi in cui sia stato rispettato lo standard specifico o generale di qualità, sia nei casi in cui tale standard non sia stato rispettato per le cause imputabili al venditore. Dal 1° gennaio 2019 lo standard è sceso a 60 giorni solari.

In base ai dati disponibili, i tempi medi effettivi di risposta per i venditori elettrici, nel caso di reclami e rettifiche di fatturazione, si attestano lievemente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, pari a 30 giorni solari sia per i reclami sia per le richieste di informazione.

I tempi medi di risposta dei reclami, delle richieste di informazione e delle rettifiche di fatturazione registrati nel 2020 risultano inferiori allo standard, con l'eccezione delle rettifiche di doppia fatturazione (Tav. 2.93).

TAV. 2.93 *Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore elettrico nel 2020 (in giorni solari e valori percentuali)*

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,63
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	26,52
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	24,53
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95	7,47

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 297.341 reclami scritti, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-2,2%); il 64,63% dei reclami proviene dai clienti domestici, il 27,35% dai clienti non domestici, il 6,9% da clienti multi-sito e l'1,1% dai clienti MT; inoltre, il 64,35% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 28,76% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.94).

Per quanto riguarda le richieste di informazione (Tav. 2.95), le aziende hanno ricevuto un totale di 193.960 richieste, in diminuzione del 6,5% rispetto all'anno precedente. I dati del 2020 mostrano che il 67,54% delle richieste proviene dai clienti domestici, mentre il 22,33% dai clienti non domestici; il 78,26% di tali richieste è inoltrato da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (58,19%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 13,50%. I clienti multi-sito contribuiscono al totale delle richieste per l'8,23%, mentre i clienti MT per una quota residuale dell'1,90%.

TAV. 2.94 Numero di reclami nel settore elettrico nel 2020 per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2019	2020
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	59.945	59.898
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	39.326	25.625
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	122.989	132.274
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	60.874	55.699
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	3.172	3.368
Clienti multi-sito	17.812	20.477
TOTALE	304.118	297.341

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.95 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2019	2020
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	22.293	18.142
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	5.565	8.050
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	112.702	112.863
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	48.029	35.255
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.076	3.687
Clienti multi-sito	16.734	15.963
TOTALE	207.399	193.960

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.96 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2019	2020
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	381	427
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	322	80
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	4.871	3.932
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.902	2.312
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	231	165
Clienti multi-sito	1.266	1.137
TOTALE	9.973	8.053

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione, che risultano complessivamente 8.053, fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto; hanno riguardato prevalentemente il mercato libero (79,59%). Relativamente al segmento di clientela, hanno interessato, in particolare, i clienti domestici del mercato libero e in tutela (48,83%) e, a seguire, i clienti non domestici del mercato libero (28,71%). Una quota significativa delle rettifiche ha interessato i clienti multi-sito (14,12%) (Tav. 2.96). Nel complesso, il 54,13% delle rettifiche di fatturazione proviene dai clienti domestici, mentre il 31,75% dai clienti non domestici e il 14,12% dai clienti multi-sito.

Infine, 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 sia dal venditore entrante) nel 2020 risultano solo 967, e hanno interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero (70,01%) (Tav. 2.97).

TAV. 2.97 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2019	2020
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	157	107
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	30	10
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	845	498
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	650	179
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	131	4
Clienti multi-sito	245	169
TOTALE	2.058	967

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel settore elettrico il maggior numero di indennizzi automatici (Tav. 2.98) risulta essere legato principalmente al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti: questi indennizzi raggiungono, infatti, il 94,85% del totale. I clienti domestici totalizzano il 64,52% degli indennizzi, rispettivamente il 39,52% nel mercato libero e 25% nel mercato tutelato.

TAV. 2.98 Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2020

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	7.373	67	62	7.502
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.680	11	14	3.705
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	10.288	727	171	11.186
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.065	240	64	5.369
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	448	18	12	478
Clienti multi-sito	1.605	124	35	1.764
TOTALE	28.459	1.187	358	30.004

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Una situazione del tutto simile a quella relativa al numero degli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati in termini di importi, anch'essi più concentrati nel mercato libero. Nel 2020, nel settore elettrico sono stati erogati indennizzi automatici per più di 1,2 milioni di euro (Tav. 2.99). I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 58,36% del totale degli indennizzi.

TAV. 2.99 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2020 (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	300.445	2.280	3.100	305.825
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	156.910	400	575	157.885
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	445.971	32.650	9.225	487.846
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	231.695	11.450	3.885	247.030
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	21.125	1.000	800	22.925
Clienti multi-sito	70.020	4.875	2.150	77.045
TOTALE	1.226.166	52.655	19.735	1.298.556

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel 2020, l'85,5% dei casi di mancato rispetto degli standard specifici è stato attribuito nel complesso a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre l'1,5% a cause di terzi (cliente, altre aziende) e il 12,9% a cause di forza maggiore.

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di responsabilità delle aziende, questi hanno riguardato: per il 45,5% circa 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 15,51%, le vicende del contratto, quali recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); per il 10,09%, 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 10,02% degli argomenti dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, il 7,68% connessioni, lavori e problematiche sulla qualità tecnica, il 4,31% la misura, il 2,62% la qualità commerciale, lo 0,61% il bonus sociale e il 3,65% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti.

CAPITOLO

3

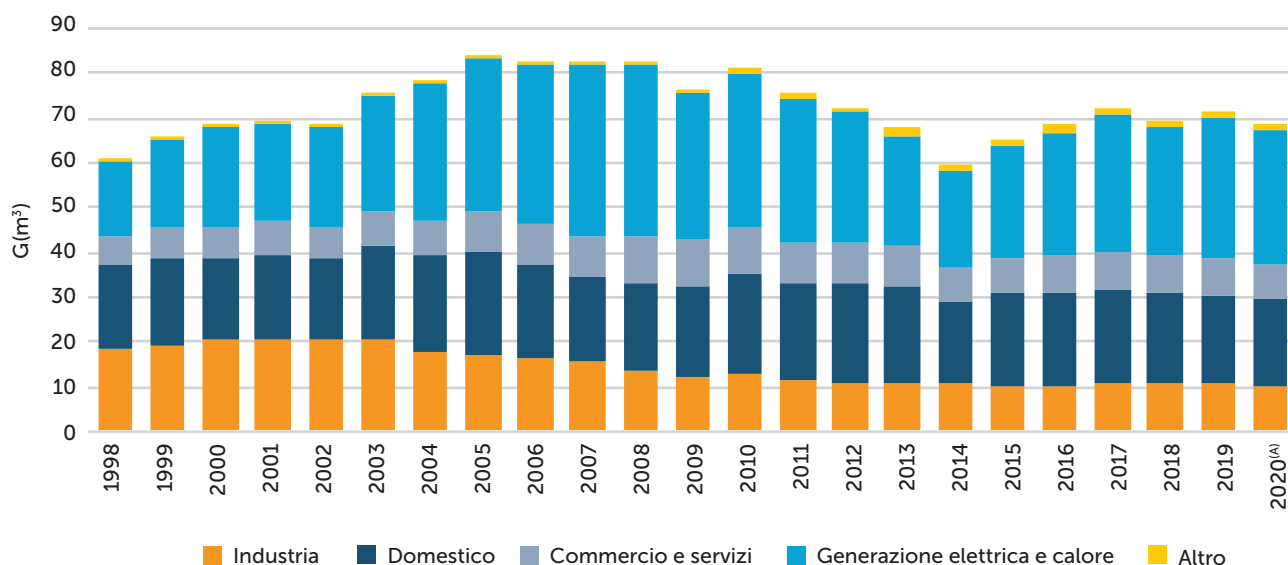
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2020 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 3 G(m³), attestandosi a 68,5 G(m³) dai 71,5 G(m³) del 2019 (Fig. 3.1). In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 4,2%. Coerentemente con il calo delle attività economiche causato dalla pandemia di Covid-19, nel 2020 i consumi provenienti dagli usi produttivi hanno registrato un significativo ripiegamento, così come quelli del settore domestico, che sono stati contenuti da un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti.

Più in dettaglio, i consumi del settore industriale sono calati del 2,2% e quelli della generazione termoelettrica del 3,1%. Quello del commercio e servizi è il settore che più ha sofferto delle varie misure di contenimento che sono state adottate per rallentare la diffusione del virus, specialmente i comparti legati al turismo (servizi ricettivi e ristorazione) e ai servizi ricreativi, che per molti mesi dell'anno sono stati di fatto bloccati. Non sorprende, quindi, che i consumi del settore dei servizi abbiano registrato un vero e proprio crollo del 12,1% rispetto al 2019. Per gli stessi motivi, anche i consumi di gas legati ai trasporti hanno evidenziato un pesante cedimento, pari a -15,7%, mentre la perdita nei consumi del settore domestico è quantificabile in -2,8%.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, anni vari.

A fronte dei minori consumi, le importazioni nette hanno coerentemente evidenziato un calo del 6,6%. I volumi di gas importato dall'estero si sono, infatti, ridotti di 4,7 G(m³) rispetto al 2019, attestandosi a 66,4 G(m³); le esportazioni sono diminuite di 9 M(m³). Ancora una forte riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-15,4%), la più elevata dell'ultimo decennio. In compenso, diversamente da quanto è accaduto negli ultimi due anni, i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,1 G(m³) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il ricorso agli stoccaggi. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2020 è risultato pari a 71,3 G(m³), un valore del 4,3% inferiore a quello del 2019.

Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è sceso al 93,2%, dopo che nell'anno precedente aveva toccato il valore record del 95,4%.

Come da tradizione, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati 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 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 2020 i gruppi principali concorrenti di Eni, con impieghi compresi tra 10 e 60 G(m³), sono Engie, Alpiq, Edison, Enel, Royal Dutch Shell, A2A, OAO Gazprom e Duferco Participations Holding. Nella prima classe, dunque, sono entrati Alpiq, OAO Gazprom e Duferco Participations Holding, in virtù del notevole incremento registrato nel 2020 soprattutto nel mercato all'ingrosso; in particolare, questi gruppi nel 2020 hanno venduto rispettivamente 29,7, 11,1 e 10,1 G(m³).

Per gli altri quattro gruppi gli impieghi sono risultati rispettivamente pari a 50,9, 27,2, 26,6, 17,8 e 12,9 G(m³). Rispetto al 2019, dunque, Engie ha ulteriormente aumentato i propri impieghi di circa 3 G(m³) (oltre all'aumento già guadagnato negli anni precedenti); si registra un aumento degli impieghi anche per A2A, che ha incrementato i propri impieghi di 0,4 G(m³). Per gli altri gruppi (Edison, Enel e Royal Dutch Shell), per contro, si rileva una diminuzione dei consumi rispetto all'anno precedente: per i primi due gruppi la diminuzione è di circa 0,6 G(m³), mentre nel caso di Royal Dutch Shell si registra un -3,1 G(m³) di gas impiegato. Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 17 gruppi societari, gli impieghi (vendite più autoconsumi) passano dagli 8,9 G(m³) del maggiore gruppo ai 2 G(m³) di quello con gli impieghi più bassi.

Il numero di gruppi societari che ricadono nelle classi più piccole è pari a 56 nella classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) e 373 nell'ultima classe; le loro vendite e/o autoconsumi passano nella prima classe citata dai 973,5 M(m³) del maggiore ai 116,4 M(m³) del più piccolo, mentre nella seconda classe menzionata dai 97,2 M(m³) del più grande a poche centinaia di m³ dei 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 connotazione delle classi che può risultare 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 o a un altro.

Nella coltivazione di gas naturale, tuttavia, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al 2019; quasi tutto il gas prodotto in Italia, risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison, Total e per alcuni altri piccoli soggetti.

TAV. 3.1 Bilancio del gas naturale 2020 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-60 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	17	11	56	373	466
Produzione nazionale netta	2,9	0,7	-	0,1	0,4	0,0	4,1
Importazioni nette ^(A)	29,6	25,6	4,3	1,1	1,7	-	62,2
Variazioni scorte	0,4	0,9	-0,2	-0,1	0,2	0,0	1,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2019	1,0	4,5	3,1	0,7	0,8	0,0	10,1
Stoccaggi al 31 dicembre 2020	0,6	3,5	3,2	0,7	0,6	0,0	8,7
Acquisti sul territorio nazionale	48,7	157,7	69,2	14,3	18,6	4,5	312,9
– di cui da Eni	42,1	11,9	5,6	1,1	1,1	0,3	62,0
– di cui da altri operatori	6,6	145,8	63,5	13,3	17,5	4,2	250,8
Acquisti in Borsa	1,0	2,2	2,5	0,6	0,9	0,1	6,9
Cessioni ad altri operatori nazionali	64,1	154,7	58,4	13,5	11,6	0,8	303,1
– di cui vendite al PSV	56,6	134,8	51,5	10,8	6,7	0,3	260,8
Vendite in Borsa	1,4	3,5	2,9	1,0	1,2	0,0	10,1
Trasferimenti netti	-0,6	0,5	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2
Consumi e perdite ^(B)	0,5	1,2	0,5	0,1	0,1	0,0	2,4
Autoconsumi	5,7	9,4	0,9	0,1	0,1	0,3	16,6
Vendite finali	10,2	18,8	12,9	1,5	8,6	3,5	55,2
– di cui a clienti finali collegati	0,9	2,6	6,1	0,0	1,2	0,2	11,0
Al mercato libero	8,0	17,2	11,7	1,2	7,9	3,0	49,2
Al mercato tutelato	2,2	1,5	1,1	0,2	0,7	0,5	6,1
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	0,1	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore ^(C)	10,2	18,7	12,8	1,5	8,6	3,5	55,3
Domestico	3,7	4,4	2,7	0,5	2,1	1,4	14,7
Condominio uso domestico	0,2	0,3	0,4	0,0	0,8	0,6	2,4
Commercio e servizi	0,9	1,4	1,4	0,5	1,7	0,8	6,6
Industria	4,3	7,9	2,3	0,2	2,6	0,4	17,8
Generazione elettrica	1,0	4,8	5,7	0,1	1,3	0,1	12,9
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,8

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte: Ministero dello sviluppo economico) 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 regolati.

Le importazioni, complessivamente in diminuzione rispetto all'anno precedente, sono una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2020 questi ultimi hanno importato 55,2 G(m³), come risultato di importazioni lorde pari a 55,3 G(m³) ed esportazioni pari a 0,1 G(m³).

La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è, invece, quella degli acquisti sul territorio nazionale, specialmente per i gruppi della classe più piccola, che rappresenta fino al 98,6% del gas complessivamente disponibile. Proprio in questa classe, tra l'altro, si registra la maggiore quota di gas acquistato direttamente da Eni (9%), sebbene quest'ultima quota sia sempre più contenuta, confermando, pertanto, quanto rilevato negli ultimi anni: il mercato è in evoluzione e anche gli operatori più piccoli si rivolgono a più soggetti, e non più solo all'operatore principale, per il proprio approvvigionamento.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, sono ulteriormente in crescita e raggiungono l'81,3% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota raggiunge il 90% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 1 e 2 G(m³), mentre è contenuta, in crescita rispetto al 2019 e pari al 18,9%, nel caso dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove, come noto, sono raggruppati i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. In questa classe si rileva anche la quota più contenuta di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV), che arriva ad appena il 39,9% (in netto calo rispetto al 2019), mentre a livello nazionale la copertura è dell'83,3% delle vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2020 è di poco superiore al 4% e, 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 al 7,1%. Eni destina l'8,1% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre sono due le classi (quella con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³) e quella con impieghi inferiori a 0,1 G(m³)) con la quota maggiore (9,4%).

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2020 il 14,4% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 75,9%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 40% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2020 l'11,1% delle vendite complessive al mercato finale (in leggera contrazione rispetto al 2019); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 21,2%, mentre per gli operatori delle classi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) e con impieghi inferiori a 0,1 G(m³) le vendite al mercato tutelato rappresentano il 13,5% e il 13,1% delle vendite ai clienti finali. La classe in cui la quota di vendite al mercato tutelato è meno significativa, tuttavia, è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono compresi tra 10 e 60 G(m³); in questo caso le vendite ai clienti tutelati rappresentano l'8% delle vendite al mercato finale. La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è dell'84,5%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, che probabilmente tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita quando si tratta di soggetti che esistevano ancora prima della liberalizzazione, o quando si tratta di soggetti nuovi che iniziano ad affacciarsi sul mercato, servendo clienti con consumi contenuti. I gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali, che nel caso di Eni rappresentano il 42,0% delle vendite finali, mentre nel caso dei gruppi concorrenti più grandi il 42,2% del totale venduto ai clienti finali. Nella generazione elettrica, infine, la quota più rilevante di vendite (44,6%) riguarda i gruppi con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³).

Mercato e concorrenza

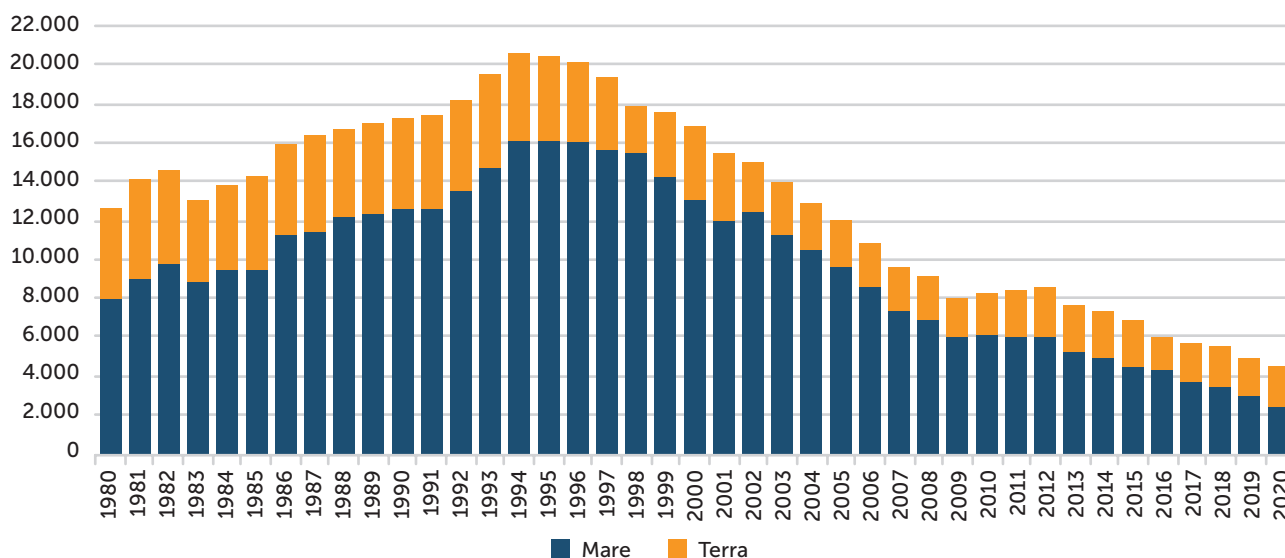
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

In base ai dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio del gas, nel 2020 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 16,1% rispetto al 2019, attestandosi a 4.069 M(m³). Nonostante il fabbisogno interno lordo si sia ridotto del 4,4%, il tasso di copertura della produzione nazionale ha toccato un nuovo minimo storico, scendendo al 5,7%, più di un punto percentuale inferiore al 6,5% dell'anno precedente.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2020 sono stati complessivamente estratti 4.409 M(m³) di gas naturale: 2.415 M(m³) dal mare e 1.994 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è minore e quantificabile in -11,5% rispetto al 2019. La discesa si è verificata principalmente nei giacimenti a mare, che hanno perso il 17,5% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto il 3% in meno rispetto al 2019. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 45% dell'intera produzione nazionale.

FIG. 3.2 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 (in M(m³))*



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

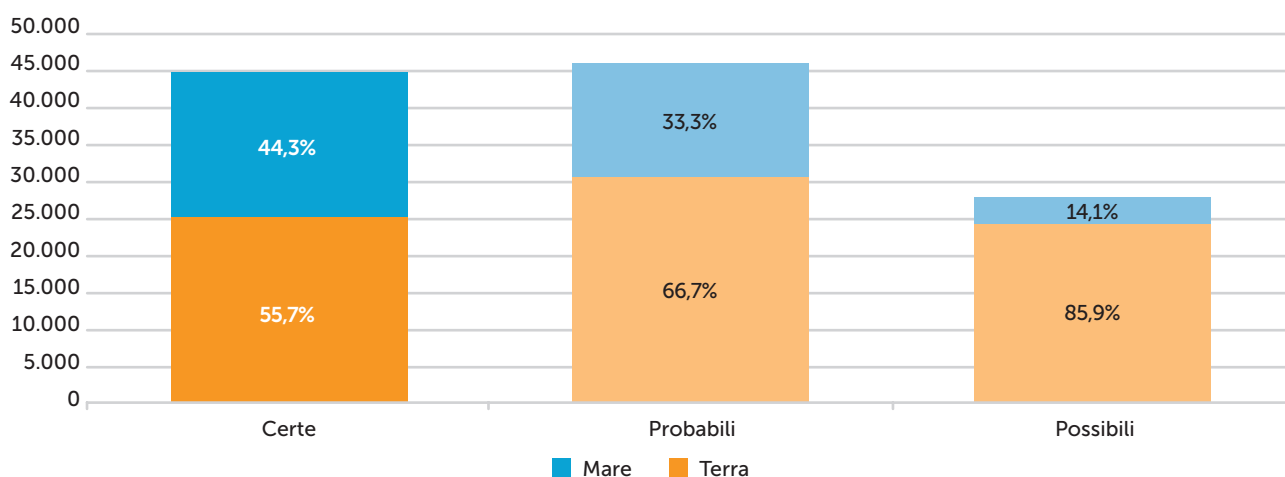
La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche ha stimato (Fig. 3.3) le riserve certe di gas al 31 dicembre 2020 in 44,5 G(m³) e quelle probabili in 45,9 G(m³). Rispetto ai dati valutati un anno prima, la stima delle riserve certe è diminuita del 2,8%, quella delle riserve possibili è rimasta invariata, mentre le riserve probabili mostrano un valore del 41% superiore a quello valutato al 31 dicembre 2019¹.

¹ 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%.

Si stima che la parte più rilevante delle riserve certe, il 55,7%, si trovi ora in terraferma (pressoché interamente al Sud), mentre il restante 44,3% è localizzato in mare.

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 potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

FIG. 3.3 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2020 (in M(m³))



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Anche nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, emerge una notevole contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2020 sono stati estratti complessivamente 4.051 M(m³) da 17 imprese riunite in 14 gruppi societari (erano 14 imprese riunite in 9 gruppi societari nel 2019) (Tav. 3.2). Poiché l'anno precedente la produzione era risultata pari a 4.107 M(m³), nel 2020 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 13,2%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2020, arrivando al 71,6% dal 75,2% dell'anno precedente. Nel 2020, infatti, le società del gruppo citato hanno estratto circa 610 M(m³) in meno del 2019, registrando quindi un calo del 17,4%. 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 nel 2019, la produzione di quest'ultimo è leggermente diminuita anche nel 2020, di circa 28 M(m³) (-4,1%) ma, a causa della riduzione complessiva più elevata, la sua quota è salita dal 14,6% al 16,1%. La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 43 M(m³) di gas in meno rispetto al 2019 (-12,5%), è rimasta sostanzialmente invariata al 7,5%, così come quella del gruppo Gas Plus, anche quest'anno pari al 2,3%, che ha estratto 13 M(m³) in meno rispetto al 2019. 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 2,4% (dallo 0,5% del 2019) la quota degli altri produttori, che insieme hanno estratto 99 M(m³), 75 in più rispetto all'anno precedente.

TAV. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2020 (in M(m³))

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	2.901	71,6%
Royal Dutch Shell	652	16,1%
Edison (Enegean PLC)	303	7,5%
Gas Plus	95	2,3%
Altri	99	2,4%
TOTALE	4.051	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	4.107	-

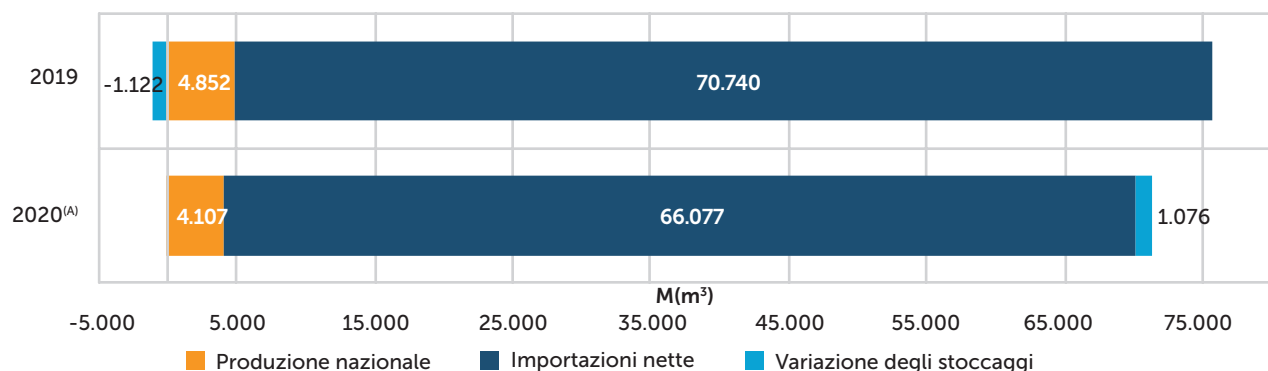
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2020 l'Italia ha importato 4,7 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2019: le importazioni lorde sono, infatti, scese a 66,4 G(m³), con un calo del 6,6% rispetto al 2019. Le esportazioni, invece, sono scese da 325 a 316 M(m³). Pertanto, il saldo estero è passato da 70.740 a 66.077 M(m³).

Nel corso del 2020, tuttavia, si è fatto un maggiore ricorso agli stoccaggi: a fine anno, infatti, i prelievi sono risultati di 1.076 M(m³) superiori alle immissioni. La produzione nazionale è, come appena visto, scesa a 4.107 M(m³). Per effetto di questi movimenti i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2020 (Fig. 3.4) sono valutabili in 68.518 M(m³), 4,9 punti percentuali al di sotto di quelli del 2019. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è diminuito al 93,2% (era al 95,4% nell'anno precedente).

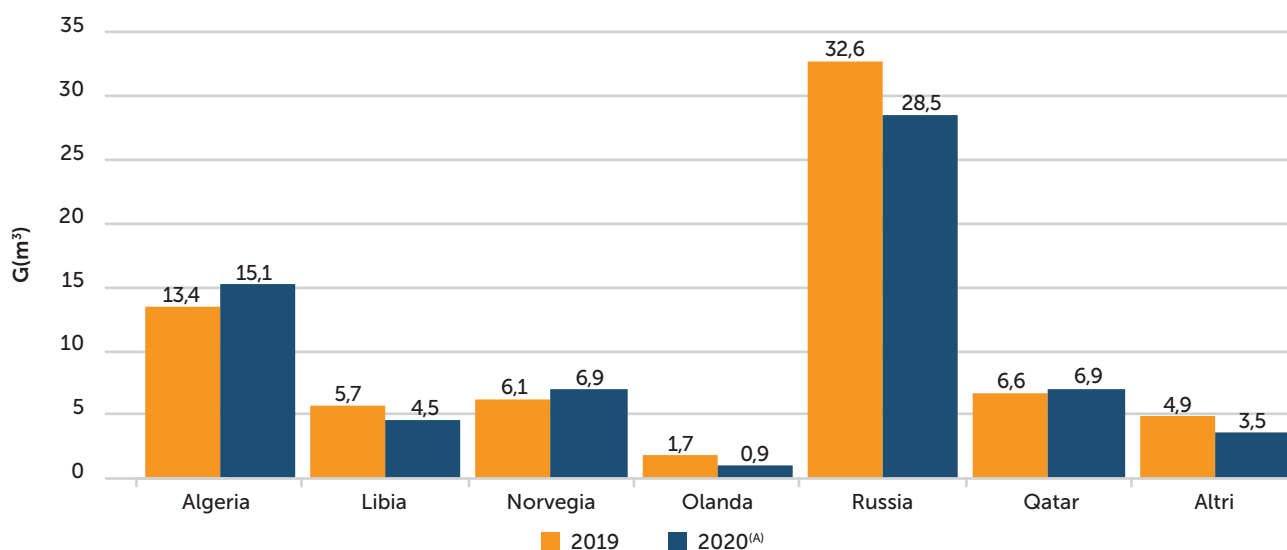
Nella figura 3.5 sono illustrati i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas². La riduzione delle importazioni del 2020 non ha avuto un impatto simile in tutti i paesi da cui l'Italia acquista il gas; infatti, sono cresciuti i volumi di gas provenienti dall'Algeria, dalla Norvegia e dal Qatar, mentre si sono ridotti quelli provenienti da Russia, Libia, Olanda e dal resto del mondo.

FIG. 3.4 Immissioni in rete negli ultimi due anni

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

² 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.

FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Dall'Algeria sono giunti in Italia 1,8 G(m³) in più rispetto al 2019, con una crescita del 13%. Un tasso di incremento analogo si registra anche per la Norvegia, da cui abbiamo importato un volume di 0,8 G(m³) superiore a quello dell'anno precedente. La variazione positiva del gas proveniente dal Qatar è stata minore, pari al 6%, equivalente a 0,4 G(m³) in più del 2019. Viceversa, nel 2020 abbiamo importato: 4,1 G(m³) in meno dalla Russia, 1,2 G(m³) in meno dalla Libia, 0,8 G(m³) in meno dall'Olanda e 1,3 G(m³) in meno dalle altre zone. Nell'ambito di queste ultime sono da sottolineare, in particolare, il quasi azzeramento dei carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago (luogo da cui nel 2019 erano giunti 1,4 G(m³), ridotti a 0,2 nel 2020) e l'incremento del GNL proveniente dagli Stati Uniti, passato da 1,6 a 1,7 G(m³).

Nel 2020, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 42,9% (era al 46% nel 2019), mentre la quota dell'Algeria è risalita al 22,8% dal 18,8%. Il terzo paese per importanza è il Qatar, da cui arriva il 10,5% del gas complessivamente importato in Italia (9,2% nel 2019), seguito dalla Norvegia, la cui quota è al 10,4%, e dalla Libia al 6,7%. Il 5,3% delle importazioni italiane nel 2020 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Grazie al significativo incremento della quota norvegese, e nonostante la riduzione del gas olandese, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) non è diminuita, bensì è passata dall'11,1% all'11,8%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2020 sono stati importati in Italia 62,4 G(m³), 6,7 in meno rispetto al 2019³ (Tav. 3.3). La riduzione è stata, quindi, del 9,7%, leggermente superiore a quella valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁴. L'8,8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 5,5 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Quest'ultimo valore è cresciuto del 20% rispetto al 2019, quando dalle Borse europee risultavano giunti 4,6 G(m³).

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2020, pari a 29,7 G(m³), sono diminuiti di quasi 2,9 G(m³) rispetto al 2019. La significativa riduzione

³ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁴ 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. Tra i non rispondenti all'Indagine sul 2020, per esempio, vi è l'impresa Danske Commodities, che nel 2019 risultava al settimo posto della classifica degli importatori con un volume di importazione pari a 858 M(m³). 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.

delle importazioni di Eni (-8,8%), di poco inferiore a quella evidenziata dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un lieve incremento al 47,6% (44,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 47,1% rilevato nel 2019.

Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica come nel 2019, hanno subito un netto calo, essendo passate da 14,7 a 10,8 G(m³); la quota nel mercato dell'importazione del gruppo menzionato è, quindi, scesa al 17,4% dal precedente 21,3% e la sua distanza da Eni è tornata ad ampliarsi di quasi cinque punti percentuali. Un discreto incremento (+2,9%) si è avuto, invece, nelle importazioni di Enel Global Trading, passate da circa 6,7 G(m³) nel 2019 a 6,9 G(m³): perciò Enel Global Trading è rimasta al terzo posto, con una quota in ascesa dal 9,8% all'11,1%. Con 3,7 G(m³) importati, 2,6 in più del 2019, Shell Energy Europe è salita dal sesto al quarto posto della classifica dei primi venti importatori nel 2020. Il notevole incremento (+225%) del gas importato rispetto all'anno precedente da questa società è dovuto all'avvio di un nuovo contratto di importazione di gas algerino a Mazara del Vallo. Quantitativi in aumento percentualmente altrettanto rilevanti si osservano anche per Gazprom Italia, da 260 a 832 M(m³), e per A2A, le cui importazioni sono praticamente raddoppiate, passando da 432 a 876 M(m³).

All'opposto, vi sono imprese che hanno diminuito le proprie importazioni, anche in misura rilevante, come nel caso di Gunvor International (-1 G(m³), all'incirca), di Met International, che ha dimezzato l'import da 647 a 313 M(m³), o Hera Trading, che ha acquistato all'estero 214 M(m³) in meno del 2019.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2020 (in M(m³); importazioni lorde)*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Eni	29.662	47,6%	1°
Edison	10.847	17,4%	2°
Enel Global Trading	6.934	11,1%	3°
Shell Energy Europe	3.757	6,0%	6°
DXT Commodities	3.071	4,9%	4°
Gunvor International	1.278	2,0%	5°
A2A	876	1,4%	13°
Gazprom Italia	832	1,3%	18°
Enet Energy	561	0,9%	9°
Hera Trading	374	0,6%	12°
Alperg	368	0,6%	14°
Iren Mercato	360	0,6%	15°
Ascotrade	324	0,5%	16°
Met International	313	0,5%	11°
Worldenergy	284	0,5%	20°
Bp Gas Marketing	240	0,4%	10°
Uniper Global Commodities	198	0,3%	19°
Axpo Italia	197	0,3%	17°
Spigas	197	0,3%	21°
Litasco	173	0,3%	34°
Altri	1.535	2,5%	-
TOTALE	62.380	100%	-
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	5.472	8,8%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	66.393	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

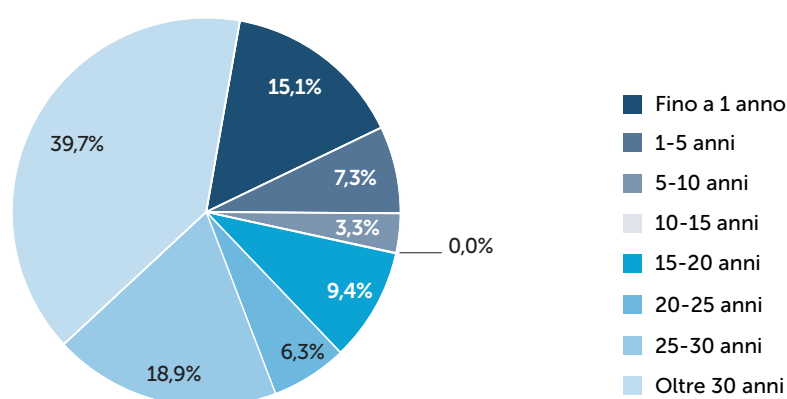
Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione relativamente più grandi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 47,4 dei 62,4 G(m³) importati, cioè il 76,1% del gas entrato nel mercato italiano. Tale quota è in riduzione rispetto al 2019 (era 78,1) per via della discesa delle quote di Eni e di Edison, non compensata dall'incremento della quota di Enel Global Trade.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2020 secondo la durata intera (Fig. 3.6) si mantiene anche per il 2020 piuttosto lunga. Infatti, la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni è pari al 64,9%, benché in diminuzione rispetto allo scorso anno (era il 72,1%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta ancora, salendo al 22,3% dal 20,4% evidenziato nel 2019, ma anche quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è salita di oltre cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente (12,8% al posto del 7,5% del 2019). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, che nel 2019 erano aumentate per la prima volta dal 2016, sono diminuite di poco: nel 2020, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 85,4 G(m³), mentre l'anno precedente erano di circa 800 M(m³) più elevate. L'incidenza delle importazioni *spot*⁵, quelle cioè con durata inferiore all'anno, in costante aumento da anni, nel 2020 è diminuita di quasi quattro punti percentuali, scendendo al 15,1%.

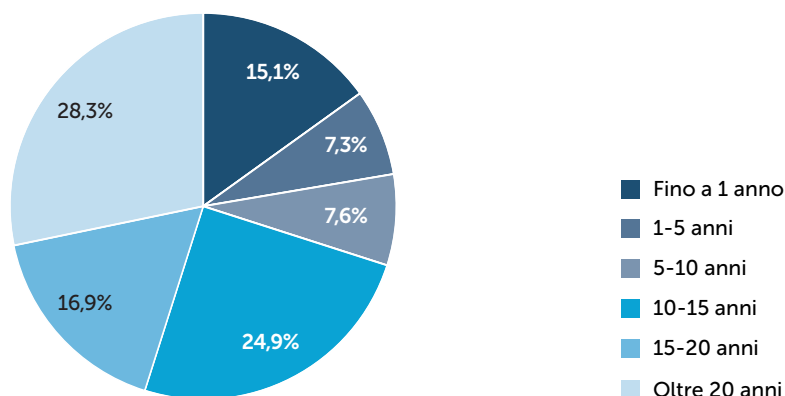
Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2020 (Fig. 3.7) mostrano che il 56,8% scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 59,1% nel 2019) e il 39,8% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una lieve flessione scendendo al 34,3%, mentre nel 2020 è tornata in lieve aumento.

FIG. 3.6 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2020 secondo la durata intera



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Vale la pena ricordare che tale incidenza 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 2020 secondo la durata residua

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nessuna particolare novità ha interessato l'assetto societario del trasporto del gas naturale nel 2020. Le imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre per la rete nazionale e otto per la 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 (SGI) e Infrastrutture Trasporto Gas.

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 in territorio marchigiano-abruzzese, dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania, inoltre si contano un gasdotto in Veneto e reti ubicate rispettivamente 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 Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dal 13 ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam, essendo stata interamente acquisita da Asset Company 2, a sua volta posseduta al 100% da Snam. Insieme a tale cessione, è da segnalare, inoltre, che nella stessa data 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 93,8% delle reti: 32.647 km di rete sui 35.103 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.693 km di rete (il 4,8%), di cui 637 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 417 km di rete.

Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2020 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.566	22.998	32.564
Società Gasdotti Italia	637	1.056	1.693
Retragas	0	417	417
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	10.286	24.817	35.103

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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). 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.

La generale contrazione dei consumi di gas naturale si è ripercossa, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2020 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un calo del 5,5%. Con 5,2 G(m³) in meno rispetto al valore del 2019, i volumi trasportati sono scesi a 89,5 G(m³) dai 94,7 G(m³) toccati nel 2019. Anche il numero dei punti di riconsegna è diminuito di circa 100 unità, portandosi a 7.415, così come il volume medio trasportato si è ridotto del 4,3%, da 12,6 a 12,1 M(m³).

Come ci si poteva attendere, dati gli andamenti dell'economia nazionale descritti nel primo Capitolo, le riduzioni più consistenti sono avvenute nei settori produttivi: *in primis* il comparto industriale, al quale sono stati riconsegnati quasi 900 M(m³) in meno rispetto al 2019 (-5,8%), così come a quello termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 24,7 G(m³), vale a dire il 5,1%, di gas in meno rispetto all'anno precedente. I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione hanno registrato una riduzione meno rilevante, ma comunque significativa e pari al 2,7%, cioè 31,5 G(m³) contro i 32,3 G(m³) del 2019. La categoria residuale "Altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali) è comunque quella che ha subito la decurtazione più ampia: a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati circa 2 G(m³) in meno (-9,8%) del 2019.

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2020 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m³))

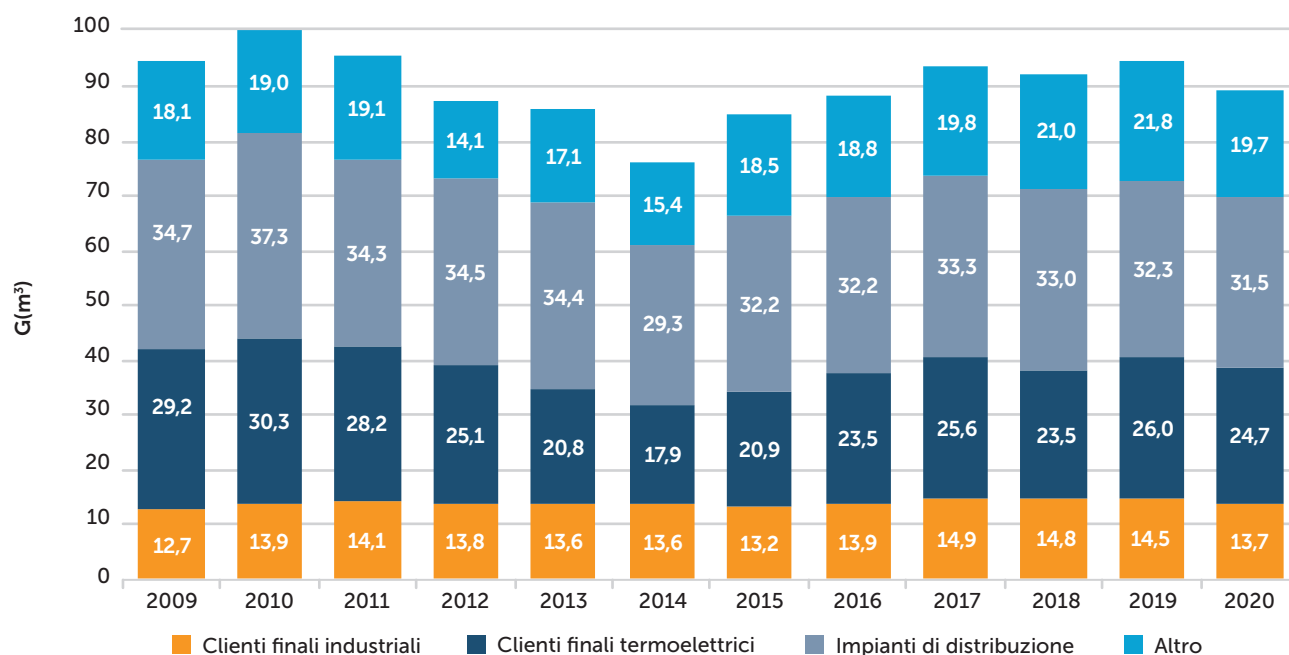
REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMO- ELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	504	2.160	3.353	1.160	3.184	136	7.833	476
Valle d'Aosta	0	104	41	60	0	0	100	14
Lombardia	642	4.492	8.189	2.493	5.604	567	16.852	2.280
Trentino-Alto Adige	108	380	682	286	22	0	990	89
Veneto	830	2.097	3.858	1.315	555	57	5.786	547
Friuli-Venezia Giulia	492	572	815	632	663	152	2.262	162
Liguria	22	476	862	217	270	2	1.351	61
Emilia-Romagna	1.276	2.538	3.960	2.637	2.866	6.903	16.365	705
Toscana	614	1.471	2.127	874	1.657	4	4.663	316
Umbria	180	467	484	262	228	0	974	97
Marche	418	630	830	319	3	97	1.249	180
Lazio	532	1.482	2.030	561	919	509	4.019	413
Abruzzo	586	911	675	401	593	71	1.741	292
Molise	387	513	129	61	360	462	1.013	128
Campania	578	1.454	1.144	415	937	7	2.502	613
Puglia	659	1.285	1.116	751	2.732	4	4.602	286
Basilicata	398	908	198	145	26	0	369	205
Calabria	987	1.333	286	47	2.251	5	2.589	295
Sicilia	1.073	1.544	692	1.044	1.808	7	3.552	253
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	10.683	10.683	3
ITALIA	10.286	24.817	31.469	13.681	24.679	19.665	89.494	7.415

(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 regolati.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.8) riporta quindi un nuovo ripiegamento, dopo anni di lento recupero dal punto di minimo toccato nel 2014. I volumi complessivamente trasportati nel 2020, tornati all'incirca al livello del 2016, evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 43%, a fronte del 35% degli impianti di distribuzione e del 22% dei restanti usi del trasporto.

FIG. 3.8 Attività di trasporto dal 2009



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 2020-2021. 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) 459/2017 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.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries, a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e, a fine 2020, anche il nuovo punto di Melendugno.

A fine anno, infatti, è divenuto operativo il gasdotto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP), che trasporta il gas dell'Azerbaijan in Europa, passando per la Turchia e la Grecia. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km, ha una capacità di circa 10 G(m³) all'anno e trasporta il gas prodotto nel giacimento azero di Shah Deniz II. In Italia il terminale di ricezione si trova, come detto, nella località pugliese di Melendugno, in provincia di Lecce. È gestito dalla società Tap AG, i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagás con il 16% e Axpo con il 5%.

Per l'anno termico 2020-2021 la capacità conferibile complessivamente è pari a 291,4 M(m³)/giorno, valore dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 17,4 M(m³)/giorno, che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Questa, infatti, è la capacità che, se resa disponibile nel punto di Mazara, riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente conferibile è la stessa dell'anno termico precedente, sebbene siano leggermente diversi i valori di Mazara (-0,8 milioni/giorno), Gela (-1,4 milioni/giorno) e della relativa capacità concorrente (-2,2 milioni/giorno).

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2020-2021 (in M(m³) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	1,0	58,0	1,7%	7
Tarvisio	107,0	75,6	31,4	70,6%	29
Gorizia^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo^(B)	102,2	46,4	55,9	45,4%	6
Gela^(B)	38,6	14,4	24,3	37,1%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	291,4	137,3	154,1	47,1%	34
Al 1° gennaio 2021					
Passo Gries	59,0	1,1	57,9	1,9%	4
Tarvisio	107,0	78,1	28,9	73,0%	28
Gorizia^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo^(B)	102,2	65,6	36,6	64,2%	6
Gela^(B)	38,6	14,3	24,3	37,1%	2
TOTALE GASDOTTI^(C)	291,4	159,2	132,2	54,6%	32

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 17,4 M(m³)/g di capacità concorrente ai sensi del Codice di rete.

(C) Poiché 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 viceversa, le capacità totali conferibile e disponibile escludono 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 regolati e Snam Rete Gas.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per il 47% a 34 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2021 la suddetta quota sale al 54,6% per l'incremento delle capacità conferite a Mazara del Vallo per 19,2 M(m³)/giorno, a Tarvisio per 2,5 M(m³)/giorno e a Passo Gries per 0,1 M(m³)/giorno; a Gorizia e a Gela le capacità conferite restano invece invariate; in particolare a Gorizia resta nulla.

Per quanto riguarda il punto di Melendugno, avviato alla fine del 2020, oltre alla capacità conferita nell'ambito della Procedura aperta⁶, sono stati avviati i conferimenti infrannuali a partire da dicembre 2020.

⁶ Di cui alla delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10.

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. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Al 1° ottobre 2020, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta occupata per il 33,4%. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno e 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, cioè sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile 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 2020 risultava ancora disponibile.

Complessivamente, nell'anno solare 2020, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 401, contro i 389 del 2019, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata 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 quattordici anni termici, a partire dal 2021-2022. 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 in esito alle procedure di luglio 2020 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 291,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata ed include un valore pari a 30,7 M(m³)/giorno di capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno. Considerando, infatti, la capacità di importazione totale da Sud pari a 123,4 M(m³)/g, il nuovo punto di Melendugno al momento determina un aumento della capacità concorrente per i prossimi anni termici fino a 30,7 M(m³)/g.

La capacità conferita nei gasdotti è data dagli 11 M(m³)/g conferiti al punto di Gela fino all'anno termico 2024-2025, a cui si aggiungono 19,9 M(m³)/g per l'anno termico 2021-2022 e 24,6 M(m³)/g negli anni termici successivi conferiti a Melendugno. A partire dall'anno termico 2025-2026 la capacità riservata nei gasdotti si azzerà in tutti i punti di entrata escluso Melendugno. Rimane la capacità riservata presso il punto di Cavarzere sino all'11 dicembre 2033 che, come detto poco sopra, deriva dalla procedura di esenzione dei terzi concessa al terminale di Rovigo per 25 anni con il decreto del Ministero della attività produttive 26 novembre 2004.

Per valutare la capacità disponibile nei gasdotti, tuttavia, oltre ai volumi conferiti esposti nella tavola, occorre considerare anche quelli richiesti nell'ambito della Procedura aperta⁸, che sono pari a 27 M(m³)/giorno negli anni termici che vanno dal 2021-2022 al 2034-2035.

⁷ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

⁸ 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.

Tenendo conto di questi volumi, nel prossimo anno termico 2021-2022 la capacità complessivamente disponibile nei gasdotti sarà di 260,5 M(m³)/giorno, che scenderà a 255,9 dall'anno termico 2022-2023 e sino all'anno termico 2024-2025; poi, dall'anno termico 2025-2026 aumenterà a 266,8 M(m³)/giorno.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2021-2022 al 2034-2035 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA + GELA	MELEN-DUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	TOTALE GASDOTTI	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2021-2022	11,0	19,9	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2022-2023	11,0	24,6	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2023-2024	10,9	24,6	-	-	-	10,9	-	21,0	-
2024-2025	11,0	24,6	-	-	-	11,0	-	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 ^(A)	-
2034-2035	-	24,6	-	-	-	-	-	-	-

(A) Capacità conferita fino all'11 dicembre 2033.

Fonte: 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 esausti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano appartengono alla società Stoccaggi 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 Bugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multi-utility* 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 Italgas Storage, una società posseduta da istituti finanziari nazionali e internazionali. 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).

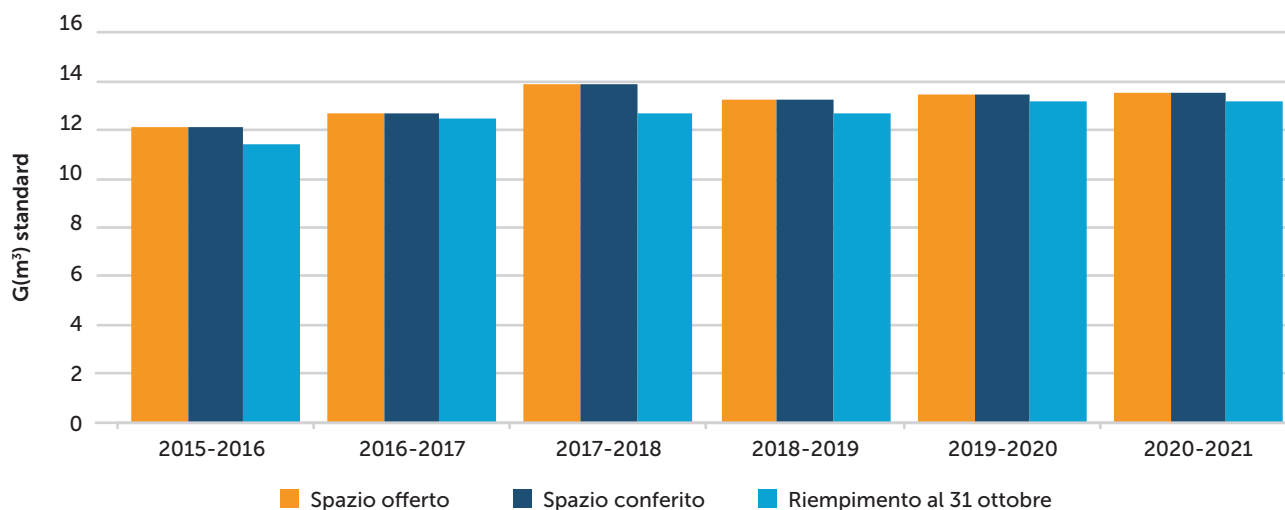
TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

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	Italgas 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
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 Bugas 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 dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

FIG. 3.9 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici (in G(m³) standard)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

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 sono 4,6 G(m³) di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal Ministero dello sviluppo economico (Tav. 3.9).

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2020-2021 e 2021-2022 (in MS(m³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2020-2021	2021-2022
Minerario	Definito da MSE	168	101
Bilanciamento trasporto	A richiesta	100	100
Modulazione di punta	Annuale	7.764	7.811
Modulazione uniforme	Annuale	4.115	3.938
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.307	1.121
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	60
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		18.134	17.751

Fonte: ARERA.

Nell'anno termico 2020-2021, che si è concluso il 31 marzo 2021, 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 17,75 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato interamente conferito (Fig. 3.9). Al 31 ottobre 2020 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,18 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 258,4 milioni di metri cubi standard/giorno: 248 M(m³)/g negli stoccaggi di Stogit, 8,9 M(m³)/g in quelli di Edison e 1,5 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel febbraio 2021, con l'emanazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 21 febbraio 2021). Tale assetto replica in massima parte quello dell'anno precedente (Tav. 3.9) e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2021-2022, pari a 7,811 G(m³) 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 5,119 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 0,121 G(m³) già conferiti l'anno scorso).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, bilanciamento e strategico;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2020-2021, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio di durata almeno annuale a 70 operatori: 69 utenti per i servizi di modulazione e tre utenti per il servizio di stoccaggio minerario.

La capacità per i servizi di modulazione è stata così conferita:

- 63 utenti hanno acquistato il prodotto di punta;
- 44 utenti hanno acquistato il prodotto uniforme;
- 2 utenti hanno acquistato il prodotto di flessibilità;

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 30 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 38 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 1 utente ha acquistato 3 prodotti;

In termini di durata del conferimento:

- 13 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2020-2021 e/o in quello precedente;
- 69 utenti hanno acquistato capacità annuale;

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2021 sono risultati pari a poco più di 20 G(m³), di cui 10,8 in erogazione e 9,6 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, nell'anno termico 2020-2021, gli utenti dei servizi di modulazione sono stati 13, e in particolare:

- 13 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 2021 sono risultati pari a poco più di 1,6 G(m³), di cui 0,83 in erogazione e 0,83 in iniezione.

Infine, per quanto riguarda Ital Gas Storage, nell'anno termico 2020-2021 gli utenti dei servizi di modulazione sono stati 9 (e hanno acquistato solo il prodotto di punta). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal suo stoccaggio a marzo 2021 sono risultati pari a poco più di 0,24 G(m³), di cui 0,10 in erogazione e 0,14 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 2020 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente, relativamente al 2019. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2020.

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 207 imprese e hanno risposto 202 operatori⁹.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le numerose operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2020.

In primo luogo, vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare:

- il 1° gennaio 2020 AP Reti Gas Nord Est ha acquisito parte dell'attività di distribuzione di AcegasApsAmga e contestualmente il suo controllo è passato dal gruppo Hera ad Ascopiave;
- il 1° gennaio 2020 Autogas Nord ha ceduto la propria attività di distribuzione gas, relativa al territorio comunale di Pirero (CN), a 2i Rete Gas;
- il 1° gennaio 2020 ASM Vigevano e Lomellina ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale a Vigevano Distribuzione Gas;
- il 1° febbraio 2020 Italgas Reti ha acquisito da Unareti il servizio di distribuzione di gas nei Comuni di Bassignana, Montecastello, Pecetto di Valenza, Pietra Marazzi, Rivarone, Castelnuovo Scriveria e Guazzora (AL);
- il 1° febbraio 2020, a seguito dell'aggiudicazione della gara per l'ambito territoriale Torino 2, Italgas Reti ha acquisito il servizio di distribuzione di gas nei Comuni di Pino Torinese, Riva Presso Chieri e Chieri (TO) dalla società Metanprogetti, nel Comune di Grosso (TO) dalla Società Metanodotti Valletanaro e nei Comuni di San Gillio (TO) e Givoletto (TO) da 2i Rete Gas;
- il 30 aprile 2020 2i Rete Gas ha acquisito da BN Investimenti l'intero capitale delle imprese Montelungo Gas, Cometam Gas e Maierà Gas;
- il 15 settembre 2020 2i Rete Gas ha acquisito Powergas Distribuzione da Campania Gas (83%) e Pascarella Clemente (17%);
- il 1° novembre 2020 il gruppo A2A ha acquisito da alcuni Comuni della Brianza una quota di partecipazione indiretta nel capitale di RetiPiù e contestualmente ha ceduto a quest'ultima l'attività di distribuzione di gas in 52 Comuni delle Province di Milano e Bergamo gestita in precedenza da Unareti;
- il 1° dicembre 2020, in esito a gara di appalto indetta dal Comune di Castel San Giorgio, l'attività di distribuzione del gas in tale Comune è passata da Salerno Energia Distribuzione a Italgas Reti;
- il 10 dicembre 2020, in esito ad aggiudicazione di procedura di affidamento d'urgenza, la società Servizi a Rete ha acquisito da Coop Pomilia Gas la distribuzione del gas nel Comune di Creazzo (VI).

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per il 2020 e aventi per oggetto distributori facenti parte dello stesso gruppo societario, sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2020 Ireti ha incorporato Busseto Servizi (gruppo Iren);
- il 1° gennaio 2020 Acsm-Agam Reti Gas-Acqua ha incorporato Lario Reti Gas (gruppo Acsm-Agam);
- il 1° gennaio 2020 Inrete Distribuzione energia ha incorporato ATR (gruppo Hera);
- il 1° dicembre 2020 Mediterranea Energia ha incorporato Anapo Gas (gruppo Italgas).

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- il 1° gennaio 2020 Acsm-Agam Reti Gas-Acqua ha variato la ragione sociale in Lereti;
- il 6 novembre 2020 Isera ha cambiato la propria ragione sociale in Isera a socio unico in liquidazione.

⁹ Non hanno risposto all'Indagine le società Vergas, Geneco, Liquigas, ASPM Soresina Servizi, CH4 Lizzano.

Nel 2020 i soggetti attivi sono risultati 194, tre in meno rispetto al 2019 (Tav. 3.10). 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 di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 19 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 96 piccoli (10.000-50.000 clienti) e 51 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Complessivamente la frammentazione è leggermente diminuita, poiché da un lato è aumentato il numero dei grandi operatori, dall'altro è diminuito il numero dei medi (2 unità in meno), dei piccoli (1 unità in meno) e dei piccolissimi operatori (4 unità in meno).

TAV. 3.10 Attività dei distributori nel periodo 2013-2020

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO	228	228	226	218	210	208	197	194
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	51
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	29.993
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.530
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.804
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.870
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.631
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	157

(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 regolati.

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 4%. 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%, salvo un aumento di un paio di punti nell'ultimo biennio. Le medie imprese sono rimaste praticamente invariate in termini sia di numero (circa venti unità) sia di incidenza dei volumi distribuiti (circa il 7%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 175 a 147) sia la quota di volumi erogati (dall'11% al 9,3%).

Complessivamente i 194 operatori attivi nel 2020 hanno distribuito 30 G(m³), con una diminuzione di 1.251 M(m³) rispetto all'anno precedente, a 24 milioni di clienti finali¹⁰. Il servizio è stato gestito attraverso 6.568 concessioni in 7.249 Comuni (Tav. 3.11).

¹⁰ Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,3% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,8%, mentre il restante 17,9% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%.

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 69,87% del gas distribuito a livello nazionale a 13,3 milioni di clienti (il 55,5% del totale nazionale); seguono il Centro con il 20% del gas, erogato a 5,9 milioni di clienti (il 24,6% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,2% del gas a 4,8 milioni di clienti (il 19,8% del totale nazionale).

TAV. 3.11 Attività di distribuzione per regione nel 2020 (clienti in migliaia e volumi erogati in M(m³))

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO DI CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	25	2.224	1.084	3.369	978	11,2%	9,3%
Valle d'Aosta	1	24	24	40	36	0,1%	0,1%
Lombardia	45	4.840	1.600	7.843	1.383	26,1%	20,2%
Trentino-Alto Adige	12	288	167	671	187	2,2%	1,2%
Veneto	26	2.141	659	3.703	582	12,3%	8,9%
Friuli-Venezia Giulia	9	566	197	794	132	2,6%	2,4%
Liguria	7	911	160	757	156	2,5%	3,8%
Emilia-Romagna	19	2.326	383	3.768	326	12,6%	9,7%
Toscana	9	1.651	251	2.079	237	6,9%	6,9%
Umbria	11	373	96	462	79	1,5%	1,6%
Marche	27	702	230	833	198	2,8%	2,9%
Lazio	12	2.373	337	1.875	309	6,3%	9,9%
Abruzzo	24	675	310	641	278	2,1%	2,8%
Molise	8	136	138	112	135	0,4%	0,6%
Campania	17	1.492	475	983	464	3,3%	6,2%
Puglia	10	1.401	262	1.009	254	3,4%	5,8%
Basilicata	10	218	131	175	122	0,6%	0,9%
Calabria	6	474	386	263	369	0,9%	2,0%
Sicilia	12	1.172	359	616	343	2,1%	4,9%
Sardegna	2	1	6	0	2	0,0%	0,0%
ITALIA	-	23.986	7.249	29.992	6.568	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2020 sono state metanizzate 28 nuove località.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2020, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.12), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che nel 2020 risultano possedere il 32,6% delle quote delle società di distribuzione, in diminuzione rispetto all'anno precedente (34,6%). Tale diminuzione appare speculare all'aumento della quota delle imprese energetiche nazionali (dal 14% al 16,4%). Lievemente aumentata, invece, l'incidenza delle imprese energetiche locali (dal 12,5% al 13%), mentre si

è ridotta sensibilmente quella delle persone fisiche (dal 13,8% al 13,2%). Risultano, infine, invariate le quote delle altre categorie. Come negli anni precedenti, le imprese estere provengono dal Lussemburgo (quote in 2i Rete Gas), dall'Austria (quote in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote in Erogasmet).

TAV. 3.12 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2019	2020
Enti pubblici	34,6%	32,6%
Società diverse	12,5%	13,0%
Imprese energetiche nazionali	14,0%	16,1%
Persone fisiche	0,3%	0,3%
Imprese energetiche locali	24,6%	24,6%
Imprese energetiche estere	13,8%	13,2%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Mercato	0,1%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.13 *Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2020 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km e canone annuo in €/km)*

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	829	7.028	108	12.890	11.694	94,8%	4,7%
Valle d'Aosta	5	56	0	168	195	98,6%	0,8%
Lombardia	1.805	16.969	123	15.511	32.758	79,2%	16,6%
Trentino-Alto Adige	227	21.063	196	2.228	2.175	91,4%	8,4%
Veneto	640	14.194	299	11.424	19.072	79,1%	20,5%
Friuli-Venezia Giulia	127	1.789	5	2.300	5.271	67,9%	31,4%
Liguria	82	2.869	24	2.158	4.036	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	474	7.932	212	17.651	13.198	69,3%	24,3%
Toscana	328	10.149	226	6.845	10.065	87,0%	13,0%
Umbria	192	2.040	101	2.229	3.232	59,3%	40,7%
Marche	137	2.422	13	4.874	4.707	61,7%	29,9%
Lazio	326	2.607	177	7.713	7.988	64,8%	35,2%
Abruzzo	215	2.149	4	5.009	5.142	71,7%	28,2%
Molise	97	421	1	1.139	1.166	86,4%	13,5%
Campania	334	5.809	44	5.015	8.438	84,6%	14,9%
Puglia	245	1.872	116	3.761	8.768	92,0%	7,8%
Basilicata	113	460	1	1.026	1.704	55,2%	44,1%
Calabria	262	908	51	4.104	3.619	91,7%	8,2%
Sicilia	225	1.822	126	5.368	9.145	95,1%	4,8%
Sardegna	1	24	0	105	205	100,0%	0,0%
ITALIA	6.664	102.583	1.825	111.517	152.578	80,1%	17,9%
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	13	541	230	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 265.920 km di rete (di cui, nel 2020, 784 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 1.885 km rispetto al 2019. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.664 cabine e 102.583 gruppi di riduzione finale.

Il 57,8% delle reti (153.693 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (60.630 km) e il restante 19,4% (51.598 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'80% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 18%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal Comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite¹¹ nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati dai clienti finali che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2020 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2020 e dei volumi a essi distribuiti e consumo medio in metri cubi)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,04%	20,09%	12.319
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	43,98%	8,13%	231
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	52,42%	45,02%	1.074
C4	Uso condizionamento	0,02%	0,02%	988
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,09%	0,07%	966
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,12%	2,99%	31.523
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,33%	23,69%	22.313
	TOTALE	100,00%	100,00%	1.250

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Più della metà dei clienti (il 52,4%) 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 45% del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.074 m³/anno, lievemente inferiore a quello rilevato nel 2019 (1.084 m³).

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (44%) 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 all'8,1% del totale, per un consumo unitario di 231 m³, in netto aumento (+20%) rispetto all'anno precedente (192 m³): trattandosi di una categoria squisitamente domestica, sono evidenti gli effetti dei ripetuti periodi di *lockdown*. Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola

¹¹ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

quota dei clienti totali (solo il 2%), ma nel 2020 hanno assorbito ben un quinto del gas distribuito, con un consumo annuo *pro capite* di 12.319 m³, in netto calo rispetto all'anno precedente (13.863 m³), a causa di fenomeni di natura meteorologica, descritti già sopra per gli utilizzatori della categoria C3. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 3% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari 31.523 m³, in calo rispetto all'anno precedente (32.663 m³), anche per effetto dei periodi di chiusura delle attività. Quasi un quarto del gas distribuito (il 23,7%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 22.313 m³; in virtù di entrambi gli andamenti, meteorologici e produttivi, sopra accennati, i consumi di questa categoria risultano in sensibile calo rispetto al 2019 (23.668 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 1.250 m³/anno (Tav. 3.14), in calo del 4,7% rispetto ai 1.312 m³ rilevati per il 2019.

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 (49%), ma assorbono solo il 6,2% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (39,8%) sia di volumi (28,7%) 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 e per la produzione di acqua calda o 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'1,7% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (47,6%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura¹². Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹³, si ottiene un valore più ampio di circa 1,7 milioni di unità, concentrate (99%) 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 nel 2019 comprendeva il 48,2% dei gruppi di misura, nel 2020 è salito al 49%, a scapito delle classi successive.

12 Il gruppo di misura (GdM), o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, la misura del gas e il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

13 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.

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 2020 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	7.675	6.022	181	25,10%	0,60%
121-480	5.742	5.734	1.685	23,91%	5,62%
481-1.560	9.542	9.536	8.622	39,76%	28,75%
1.561-5.000	2.300	2.299	5.238	9,58%	17,47%
5.001-80.000	378	378	5.771	1,57%	19,24%
80.001-200.000	11	11	1.331	0,05%	4,44%
200.001-1.000.000	6	6	2.545	0,03%	8,49%
Oltre 1.000.000	2	2	4.619	0,01%	15,40%
TOTALE	25.656	23.987	29.993	100,00%	100,00%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.16 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e 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)¹⁴.

Nel 2020 sono presenti nel settore 22,2 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 14,7 miliardi di m³, ovvero il 49,1% 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 57% di tutto il gas distribuito in Italia e il 93,3% dei clienti totali.

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 6,4% dei clienti e il 39,6% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 665 m³ per i clienti domestici, 11.238 per i condomini, 13.283 per le attività di servizio pubblico e 7.742 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 41,1% dei clienti e il 55,8% dei volumi, con un consumo medio unitario di 903 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 12,1% dei consumi. Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, oltre la metà (55,3%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'83% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 16.657 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota principale (26,8%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 34,7% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 17.234 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", non si riscontra una classe di consumo principale in termini

¹⁴ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

di numerosità, mentre considerando i volumi si rileva una lieve prevalenza (35,8%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 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 2020 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	5.546	23	18	435	175	0	0,2	5
121-480	5.494	10	8	222	1.614	3	2	66
481-1.560	9.109	20	14	393	8.226	20	13	364
1.561-5.000	1.977	37	15	269	4.324	118	44	752
5.001-80.000	41	118	20	199	326	1.962	352	3.130
80.001-200.000	0,1	2	0,9	8	13	185	105	1.028
200.001-1.000.000	0,1	0,2	0,4	5	21	72	177	2.275
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	2	40	3	320	4.256
TOTALE	22.166	210	76	1.534	14.739	2.363	1.015	11.875

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 (1.572 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e in Sicilia (640 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.016 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.

Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente presenza sul territorio delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 12.163 m³ al Nord, 9.449 al Centro e 5.350 al Sud. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 8.658 m³ al Nord, 6.479 al Centro e 4.425 al Sud. Una differenziazione meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, i cui consumi unitari sono di 15.082 m³ al Nord, 12.463 al Centro e 9.296 al Sud, nonché per clienti domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 777 m³ al Nord, 585 al Centro e 465 al Sud.

TAV. 3.17 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2020 (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	1.939	1.373	35	364	7	115	146	1.361
Valle d'Aosta	21	16	1	7	0	4	2	13
Lombardia	4.456	3.601	56	849	14	230	411	3.318
Trentino-Alto Adige	249	198	8	74	2	39	29	360
Veneto	1.939	1.706	15	137	5	88	182	1.772
Friuli-Venezia Giulia	520	384	5	60	2	46	39	304
Liguria	860	364	12	148	2	18	37	227
Emilia-Romagna	2.096	1.744	23	249	11	109	197	1.667
Toscana	1.523	1.067	11	100	4	73	113	839
Umbria	343	226	2	16	2	14	27	206
Marche	645	475	4	22	3	23	51	312
Lazio	2.255	994	24	256	6	77	87	548
Abruzzo	625	390	3	16	2	27	45	208
Molise	127	75	1	5	1	6	7	26
Campania	1.427	588	5	27	5	68	55	300
Puglia	1.351	752	2	15	3	35	45	207
Basilicata	204	128	1	5	1	10	12	31
Calabria	456	197	1	3	2	10	15	53
Sicilia	1.131	459	2	9	4	23	35	125
Sardegna	1	0	0	0	0	0	0	0
ITALIA	22.166	14.739	210	2.363	76	1.015	1.534	11.875

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas consumato, con la ripartizione della loro numerosità tra le principali tipologie al 31 dicembre 2020, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁵. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle rilevazioni dei consumi misurati è pari al 43%. 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.

¹⁵ La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

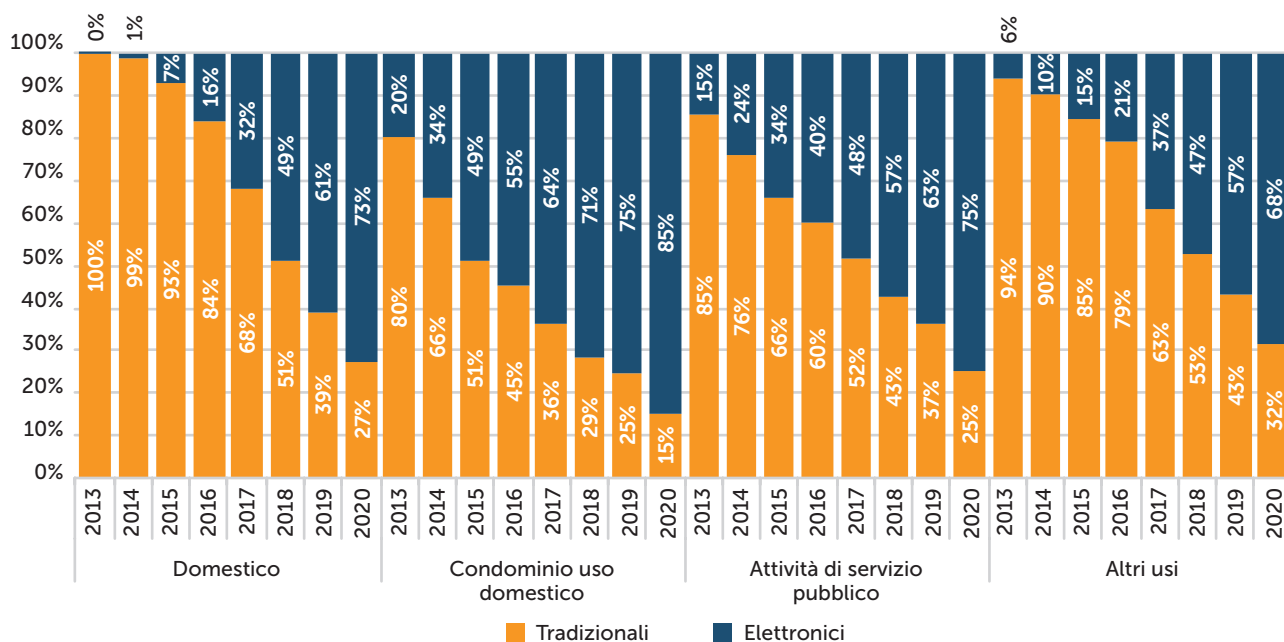
TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2020 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in M(m³))

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI					
Fino a G6	5.663	2.331	6.080	14.074	9.576
G6	84	25	46	154	408
Da G6 a G25	128	47	57	231	1.612
G25	43	24	25	92	1.275
G40	22	14	15	51	1.197
Oltre G40	26	17	24	67	9.787
Totale elettronici	5.966	2.456	6.247	14.670	23.854
TRADIZIONALI					
Fino a G6	3.678	1.176	3.928	8.782	5.722
G6	155	53	165	372	659
Da G6 a G25	16	9	13	38	190
G25	4	3	3	10	109
G40	1	1	1	4,2	75
Oltre G40	2	1	2	6	677
Totale tradizionali	3.856	1.243	4.113	9.212	7.432
TOTALE GRUPPI DI MISURA	9.822	3.699	10.360	23.882	31.287

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole. Nel corso del 2020 il loro numero è aumentato quasi del 20%, grazie all'installazione di circa 2,7 milioni di apparecchi, il 97% dei quali di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2020 risultano dotati di misuratore elettronico del gas quasi tre quarti (73%) dei clienti domestici, l'85% dei condomini, tre quarti delle attività di servizio pubblico (75%) e due terzi (68%) dei clienti con altri usi (Fig. 3.10).

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.

FIG. 3.10 Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente (percentuale di gruppi di misura installati)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.19 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2020

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						TOTALE
	GIORNALIERA	MENSILE	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	
0-500	0,8%	0,1%	83,3%	5,1%	9,2%	1,4%	100,0%
501-1.500	1,2%	0,2%	4,9%	20,2%	66,3%	7,1%	100,0%
1.501-5.000	4,6%	0,8%	0,9%	2,0%	76,3%	15,4%	100,0%
> 5.000	64,5%	32,8%	0,2%	0,2%	1,7%	0,5%	100,0%
TOTALE	2,6%	0,9%	39,5%	11,1%	40,6%	5,3%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno), è stato fatto un solo tentativo di rilevazione all'anno nell'83,3% dei casi, mentre sono state effettuate letture con periodicità semestrale nel 5,1% dei casi, quadrimestrale nel 9,2% e con frequenze più elevate nel rimanente 2,4%. Gran parte dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³, invece, è stata oggetto di rilevazione due o tre volte all'anno (rispettivamente, nel 20,2% e nel 66,3% dei casi), mentre il 13,5% ha avuto rilevazioni più frequenti. La lettura dei consumi dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) avviene in prevalenza tre volte l'anno (76,3%). Infine, i clienti più grandi (oltre 5.000 m³/anno) sono oggetto di rilevazione quotidiana per il 64,5% dei casi e mensile per il 32,8%.

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda solo il 2,6% dei clienti (che consumano, però, il 41,3% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,9% dei consumatori (6,8% dei volumi distribuiti); la rilevazione a cadenza annuale interessa il 39,5% dei clienti (che impiegano, però, solo il 7,2% dei volumi); per l'11,1% dei consumatori (6,7% dei volumi) la rilevazione avviene due volte l'anno, mentre per il 40,6% dei clienti (che assorbe il 32,9% dei volumi distribuiti) la lettura è effettuata tre volte l'anno. Infine, il 5,3% dei consumatori (5,1% dei volumi) ha più di tre rilevazioni l'anno (ma meno di 12).

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2019 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Gli operatori sono gli stessi, mentre la graduatoria presenta qualche modifica.

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2020 (volumi di gas naturale distribuito in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Italgas	8.329	27,8%	1°
2i Rete Gas	5.650	18,8%	2°
A2A	2.614	8,7%	4°
Hera	2.508	8,4%	3°
Ascopiave	1.438	4,8%	6°
Iren	1.300	4,3%	5°
Estra	672	2,2%	7°
Acsm-Agam	597	2,0%	8°
Eg Holding	409	1,4%	9°
Agsm Verona	323	1,1%	10°
Dolomiti Energia	292	1,0%	12°
Gruppo Enercom	287	1,0%	11°
Edison	249	0,8%	13°
AIM Vicenza	245	0,8%	16°
Aimag	244	0,8%	14°
Gas Rimini	229	0,8%	15°
Sime Crema	229	0,8%	17°
Gas Plus	216	0,7%	18°
Gruppo Amga Legnano	184	0,6%	19°
Brimasco	171	0,6%	20°
Altri	3.808	12,7%	-
TOTALE	29.993	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 27,8%. 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 18,8%. 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 e Nedgia nel 2018. Al terzo posto è salita A2A (con l'8,7%), che ha sopravanzato Hera (8,4%) per effetto della cessione da parte di quest'ultima delle reti del Nord-Est (già AcegasApsAmga) ad Ascopiave, che è così salita al quinto posto (4,8%), sopravanzando a sua volta Iren (4,3%). Hanno confermato la settima e l'ottava posizione Estra (2,2%) e Acsm-Agam (2%), mentre gli operatori che seguono hanno conseguito una quota inferiore al 2%.

Nel 2020 i primi venti gruppi hanno erogato l'87,3% del totale dei volumi, quota identica all'anno precedente.

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 indicato 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.

TAV. 3.21 *Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2019		2020	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	61	70,0	89	77,0
Media pressione	19	38,3	12	40,1
TOTALE	80	62,5	101	72,6

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22 *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2019		2020	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	4.871	7,4	4.342	8,1
Bassa pressione	112.174	17,3	102.654	18,5
TOTALE	117.045	7,8	106.996	8,5

(A) 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 regolati.

Nel 2020 sono state realizzate 101 connessioni con le reti di trasporto, di cui 89 alle condotte in alta pressione e 12 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 77 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 40,1 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni in alta pressione, ma è diminuito quello relativo alle condotte in media pressione ed è leggermente aumentato il tempo medio per la realizzazione di entrambi i tipi di allacciamento: di 7 giorni lavorativi per le reti in alta pressione e di 2 giorni lavorativi per quelle in media pressione. L'allungamento dei tempi non risulta particolarmente elevato, specie tenuto conto dell'anno appena trascorso, con l'emergenza sanitaria che ha richiesto numerosi provvedimenti di restrizione alla circolazione delle persone. Metà delle 101

connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 45 sulle 89 in alta pressione e 5 sulle 12 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale si è osservata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.22): 106.996 nel 2020 rispetto alle 117.045 del 2019. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (95,9%) e le restanti condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già l'anno precedente. Si registra un leggero allungamento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 7,4 a 8,1 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 17,3 a 18,5 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 505 connessioni alle reti in bassa pressione. Se escludiamo dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (32 soggetti), la media sale a 600 connessioni per distributore.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere nel 2020 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale è risultato pari a 759. Di queste, hanno risposto all'indagine annuale sui settori regolati 612 imprese (l'81%): di queste, 75 hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 612 società che hanno partecipato all'indagine, 59 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 553 attive, 84 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 354 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 115, 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 2020 (in $M(m^3)$)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	84	-	181.173	166.821	181.173
Venditore puro	354	17.638	-	-	17.638
Operatore misto	115	37.664	131.971	93.936	169.636
Inattivo	59	-	-	-	-
TOTALE	612	55.302	313.144	260.757	368.447

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 368,4 $G(m^3)$, con un incremento del 17,3% rispetto allo stesso dato del 2019. Il 49,2% di tale gas, cioè 181,2 $G(m^3)$, è stato intermediato dai grossisti, il 4,8%, cioè 17,6 $G(m^3)$, dai venditori puri e il 46%, cioè 169,6 $G(m^3)$, dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2019, gli operatori misti hanno perso

terreno a scapito dei grossisti e dei venditori puri, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2019 gli operatori misti avevano venduto il 54,4% del totale).

Nel 2020 il mercato all'ingrosso ha movimentato 313,1 G(m³) di gas, forniti per il 57,9% da grossisti puri e per il restante 42,1% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 55,3 G(m³), sono stati collocati per il 31,9% dai venditori puri e per il 68,1% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo sottoparagrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (nell'apposito sottoparagrafo).

Negli ultimi due anni il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso ha ripreso lentamente ad aumentare. Poiché, tuttavia, il volume di gas venduto è cresciuto in misura assai più rilevante, il volume medio unitario ha continuato ad ampliarsi. Nel 2020, infatti, 199 venditori (due in più del 2019) hanno venduto complessivamente 57,1 G(m³) in più del 2019; pertanto il volume medio unitario è passato da 1.300 a 1.574 M(m³) nel complesso del mercato, mettendo a segno un'altra notevole crescita, +21,1%, che segue il già ragguardevole +10,6% ottenuto nel 2019.

La tavola 3.24 riporta la consueta tassonomia, che suddivide i grossisti in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, effettuata prendendo a riferimento il 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 2020 la classe dei grandi conta ben tre soggetti in più rispetto al 2019, quella dei soggetti di media dimensione è diminuita di cinque unità, quella dei piccoli ne ha persa una, mentre i piccolissimi hanno registrato l'ingresso di cinque unità. Tra i grandi sono entrate Alpiq, DXT Commodities, Gazprom Marketing and Trading, tutte provenienti dalla classe inferiore. Dalla classe dei medi sono usciti 10 soggetti (oltre ai tre già menzionati, anche 2B Energia, Banca IM¹⁶, BP Energy Europe¹⁷, Danske Commodities¹⁸, Eni Gas e Luce, Hera Comm ed Energy Green City, ex Roma Gas & Power), ma ne sono entrati cinque nuovi (Centrica Energy Trading, Electrade, EnBW Energie Baden-Württemberg, RWE Supply & Trading, Trafigura Trading), tutte società di diritto straniero, tranne Electrade. Nel segmento della vendita all'ingrosso di gas naturale, la presenza di imprese di diritto non italiano riguarda il 22% delle società presenti.

TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO	195	185	184	197	199
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	4	4	5	6	9
Medi	39	41	38	38	33
Piccoli	65	55	59	55	54
Piccolissimi	86	84	81	97	102

(segue)

¹⁶ Incorporata da Intesa San Paolo, come si vedrà tra breve.

¹⁷ La società ha ceduto l'attività di vendita all'ingrosso di gas a metà del 2019 a BP Gas Marketing (in merito si veda la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

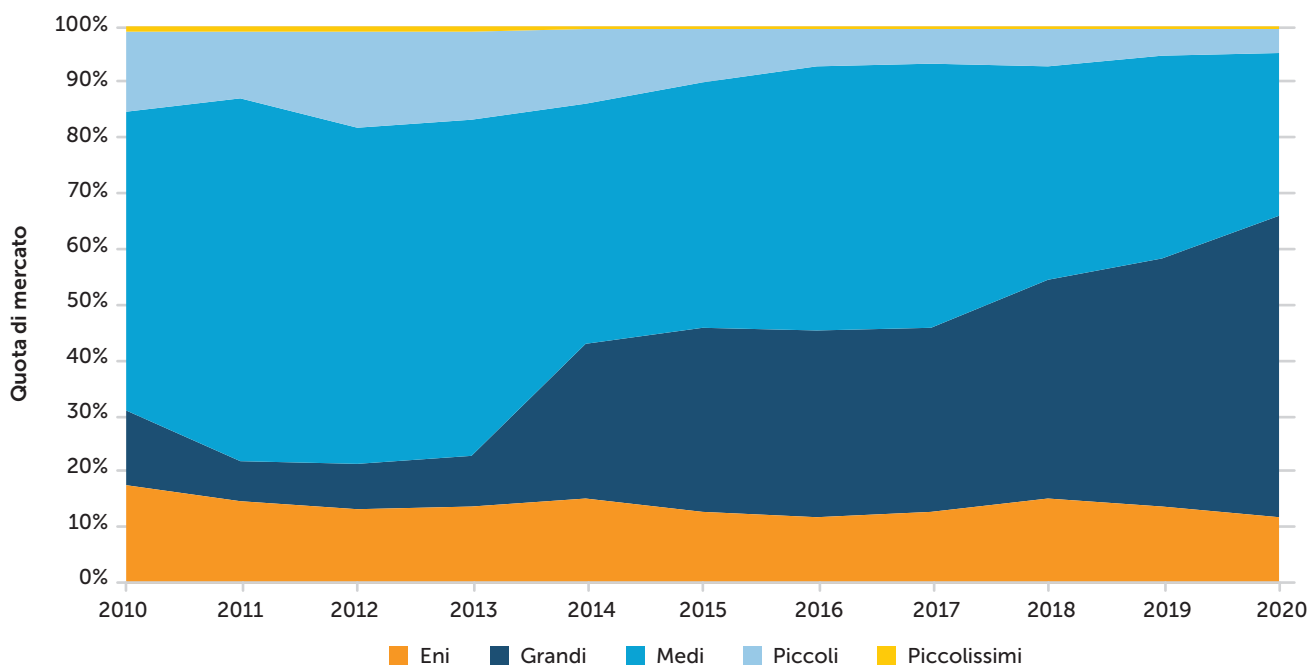
¹⁸ Nell'indagine annuale sul 2020 Danske Commodities non ha inviato i dati.

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2016	2017	2018	2019	2020
VOLUME VENDUTO G(m³)	195,6	210,8	216,2	256,0	313,1
Eni	23,3	26,6	32,9	35,6	37,2
Grandi	65,7	70,1	85,4	113,7	169,7
Medi	92,1	100,0	82,4	92,8	90,7
Piccoli	13,3	13,0	14,4	12,5	14,1
Piccolissimi	1,1	1,2	1,1	1,4	1,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.003	1.140	1.175	1.300	1.574
Eni	23.341	26.551	32.931	35.592	37.182
Grandi	16.428	17.524	17.075	18.947	18.858
Medi	2.361	2.438	2.169	2.443	2.749
Piccoli	205	236	245	228	262
Piccolissimi	12,9	14,2	13,1	14,6	13,6

(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 regolati.

FIG. 3.11 Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'11,9% del gas venduto all'ingrosso (in diminuzione rispetto al 13,9% dell'anno precedente) è stato fornito da Eni, il 54,3% dai grandi venditori (44,4% nel 2019), il 29% dai venditori medi (36,3% nel 2019). Le rimanenti 156 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 4,8% del gas venduto nel mercato all'ingrosso (nel 2019 erano 152 con una quota del 5,4%).

Dal 2018 sono gli operatori di grande dimensione a detenere la fetta di mercato più ampia (dal 2020 corrispondente a più della metà del totale), che si allarga di anno in anno a discapito dei venditori di tutte le altre classi (Fig. 3.11). Il venduto medio unitario di questi operatori è salito dai circa 6 G(m³) del 2010 ai 18,9 G(m³) del 2020. La quota del mercato intermediata dai medi si è ridotta costantemente nel tempo, e nel 2020 è stata pari a un quarto di quella di dieci anni prima. La quota di Eni si è stabilizzata dal 2012 intorno al 13-14%, mentre quella dei piccoli insieme con i piccolissimi venditori è andata diminuendo nel tempo per scendere nel 2020 al di sotto del 5%. Dal 2010 al 2020, in compenso, il numero di piccoli e piccolissimi venditori è passato da 111 a 156.

Le variazioni societarie avvenute nel 2020 che sono state comunicate all'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 6 imprese hanno dichiarato l'avvio dell'attività nel corso dell'anno;
- 4 imprese hanno cessato l'attività: EDS, TrailStone, Joytrade e Finergas;
- sono avvenute 5 incorporazioni: il 1° gennaio Acel Energie ha incorporato Enerxenia e Iren Mercato ha incorporato Spezia Energy Trading; dal 20 luglio Intesa San Paolo ha incorporato Banca IMI; il 27 dicembre Enegan ha incorporato My Life Gas & Power; Energy.com ha incorporato Taqa dal 31 dicembre. Tutte queste operazioni sono avvenute tra società che appartenevano allo stesso gruppo societario, tranne l'ultima;
- 6 imprese hanno cambiato gruppo societario: da settembre My Life Gas & Power è entrata nel gruppo Enegan, che l'ha acquisita interamente e che in dicembre, come appena visto, l'ha incorporata; DXT Commodities ha cambiato gruppo passando da Duferco Participations Holding – Spelugues Investments a Duferco Participations Holding; in ottobre, F2i SGR, principale fondo infrastrutturale italiano, insieme con il fondo di investimento Asterion Industrial, ha perfezionato l'acquisizione di Sorgenia, avviando la creazione di un nuovo gruppo Sorgenia; in novembre Gelsia è entrata nel gruppo A2A attraverso il proprio socio Ambiente Energia Brianza¹⁹; Metano Nord è entrata nel gruppo Foro Boario Servizi dal 30 dicembre, in quanto il 96,92% delle quote del suo capitale sociale sono passate da persone fisiche a Foro Boario Servizi; sempre dal 30 dicembre anche Utilità è entrata nel gruppo Foro Boario Servizi, che l'aveva acquisita interamente dal 2015;
- 2 imprese hanno cambiato natura giuridica: Spienergy è divenuta una società a responsabilità limitata (prima era una società per azioni); al contrario, Green Power Italia è divenuta una società per azioni;
- 3 imprese hanno cambiato ragione sociale: Energy.com Vendite e Servizi ora si chiama Sardegna Energia; Gala in liquidazione è tornata a chiamarsi Gala dopo la revoca dello stato di liquidazione; Roma Gas & Power è diventata Energy Green City.

Nell'ambito delle variazioni societarie sono da segnalare, infine, due operazioni intercorse nel 2020 ma la cui data di validità è il 1° gennaio 2021:

- Soenergy ha acquisito l'attività da Sinergas;
- si è realizzata una scissione parziale di Eni Trading & Shipping (ETS) in due distinte società di diritto italiano e partecipate al 100% da Eni, denominate rispettivamente Eni Trade & Biofuels, a cui è stato assegnato il ramo d'azienda "Trading Oil" che gestirà la commercializzazione di petrolio e prodotti petroliferi, ed Eni Global Energy Markets, a cui è stato assegnato il ramo d'azienda "Trading Gas LNG e Power" e che gestirà quindi le attività di commercializzazione di gas, GNL, energia elettrica e certificati di emissione. Attraverso il processo di scissione, ETS ha trasferito tutte le attività e passività riconducibili ai suddetti rami d'azienda, unitamente ai relativi diritti e obblighi. Dal 1° gennaio 2021, quindi, Eni Trading & Shipping ha ceduto l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale a Eni Global Energy Markets.

¹⁹ Per effetto del cambio della compagine societaria del suo unico socio, l'impresa Ambiente Energia Brianza (AEB) possiede il 100% del capitale sociale di Gelsia. Dal 1° novembre 2020, infatti, la partecipazione del Comune di Seregno nel capitale di AEB si è ridotta dal 71,4% al 37,05% in favore di A2A: AEB è quindi entrata nel gruppo A2A portandovi all'interno anche le proprie partecipazioni.

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 88,6 m³ (85,2 nel 2019) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (71,8 m³) sulle importazioni (16,8 m³). I restanti 11,4 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (7,4 m³) e sempre in minima parte (1,1 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 2,7 m³ su 100 (questo valore è in leggera crescita rispetto al 2019, quando era pari a 1,7 m³). L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2020 (in quote percentuali)*

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	5,6%	0,0%	0,0%	5,2%	6,8%	1,1%
Importazioni	60,8%	13,5%	5,2%	9,4%	0,1%	16,8%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,2%	2,0%	13,6%	28,7%	52,3%	7,4%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,5%	0,3%	1,2%	0,2%
Acquisti al PSV	31,6%	82,1%	77,2%	50,8%	36,5%	71,8%
Acquisti in Borsa	0,7%	2,4%	3,5%	5,6%	3,1%	2,7%
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 regolati.

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 significativa, considerando che, come si è visto nelle pagine precedenti, possiede il 71,6% della produzione nazionale e importa quasi metà (il 47,6%) del gas estero che entra nel mercato italiano. La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori, che oltre confine acquistano circa il 13,5% (18% nel 2019) del gas che poi rivendono, come pure per i piccoli, che si procurano con le importazioni il 9,3% del gas che rivendono. 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 (52,3%) e un peso importante anche per i piccoli (28,7%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli, che li acquistano il 5,6% del gas che rivendono.

La tavola 3.26, che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste, evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media l'82,5%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (90,9%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e per Eni. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 10,3%, ma questa quota si va lentamente assottigliando nel tempo: era 14,8% nel 2019, 16,4% nel 2018, 17,2% nel 2017 e 18,3% nel 2016; la riduzione nel 2020 è probabilmente maggiore perché il mercato finale ha richiesto meno gas a causa della pandemia. La sua importanza è massima per i piccolissimi operatori (39,1%) ed è rilevante per i piccoli (31,6%), oltre che per i medi (17,2%).

Gli operatori grandi e medi che, come appena detto, usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), invece, concentrano le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 4,5% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per piccoli e medi. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 2,7%, con una punta del 5,6% nel caso dei piccoli soggetti.

TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2020 (in quote percentuali)

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	76,8%	90,9%	76,4%	61,7%	43,7%	82,5%
– di cui vendite in stoccaggio	0,8%	0,1%	0,3%	0,1%	1,3%	0,2%
– di cui vendite al PSV	79,9%	90,9%	84,7%	55,6%	37,4%	71,0%
A clienti finali	10,5%	3,0%	17,2%	31,6%	39,1%	10,3%
– di cui collegati societariamente	16,8%	41,7%	32,0%	1,7%	1,5%	25,1%
Autoconsumi	12,0%	3,8%	2,9%	1,1%	14,2%	4,5%
Borsa	0,7%	2,4%	3,6%	5,6%	3,1%	2,7%
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 regolati.

In base ai dati ricevuti dalle 553 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale (523 attive nel 2019), sono 22 le società che nel 2020 hanno venduto almeno 3 G(m³) (erano 17 nel 2019); 37, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m³) sia nel 2020, sia nel 2019. La quota delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) nel mercato all'ingrosso nel 2020 è pari all'86,1%, mentre nel 2019 era pari al 79,7%.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2020 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	37.182	5.028	42.210	11,9%
Eni Trading & Shipping	28.180	0	28.180	9,0%
Engie Global Markets	28.056	0	28.056	9,0%
Alpiq	26.723	0	26.723	8,6%
Enel Global Trading	20.050	2.555	22.606	6,4%
Edison	15.414	1.726	17.140	4,9%
Engie Italia	15.388	1.099	16.488	4,9%

(segue)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Shell Energy Europe	14.710	0	14.710	4,7%
Gazprom Marketing and Trading	11.097	0	11.097	3,6%
DXT Commodities	10.107	0	10.107	3,2%
A2A	8.290	211	8.501	2,7%
MET International	7.802	0	7.802	2,5%
EDF Trading	7.221	0	7.221	2,3%
Hera Trading	5.454	95	5.548	1,7%
Axpo Italia	5.235	1.399	6.635	1,7%
Engie	5.226	0	5.226	1,7%
Gunvor International	5.145	0	5.145	1,6%
Sorgenia Trading	4.703	0	4.703	1,5%
Enet Energy	4.114	0	4.114	1,3%
Repower Italia	3.296	148	3.444	1,1%
Uniper Global Commodities	3.093	0	3.093	1,0%
Sorgenia	3.076	1.535	4.612	1,0%
Altri	43.580	23.868	67.449	13,9%
TOTALE	313.144	37.664	350.809	100,0%
Prezzo medio (c€/m³)	15,65	27,45	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 15,65 c€/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è stato 27,45 c€/m³. Nel 2019 gli stessi prezzi erano mediamente pari a 21,45 c€/m³ nel caso degli altri rivenditori e a 36,54 c€/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato una marcata diminuzione, più consistente nel prezzo all'ingrosso (-27,1%), ma elevata anche nel mercato al dettaglio (-24,9%). Questo in linea con l'andamento del prezzo al PSV, che nel 2020 si è abbassato del 35% rispetto alla media del 2019.

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.

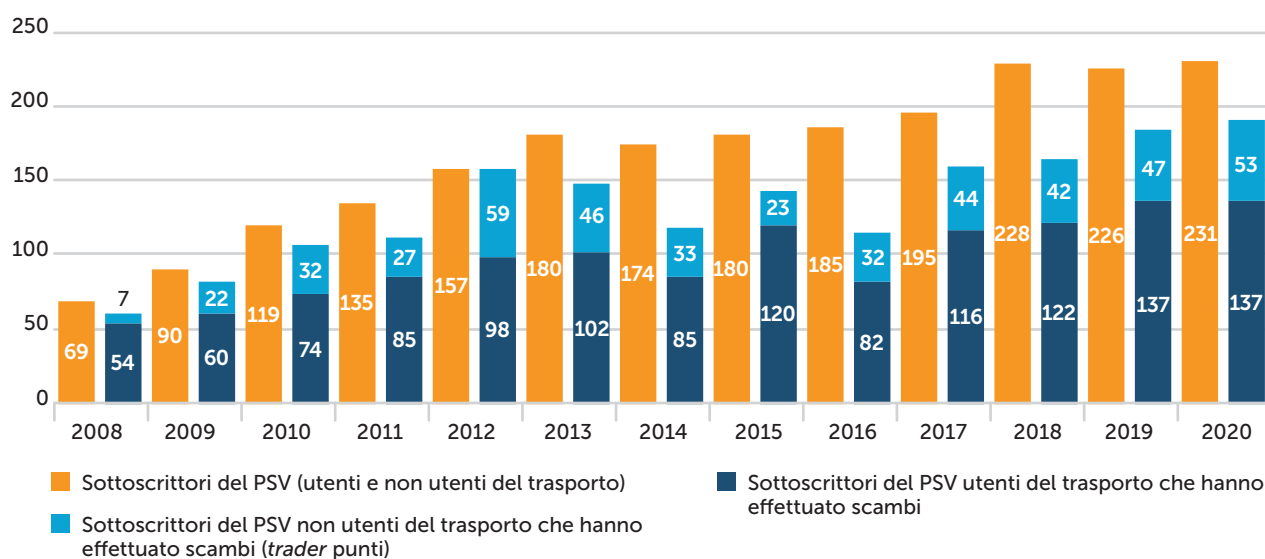
Nato nell'ottobre del 2003, con il passare del tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, 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. Soprattutto queste ultime hanno decisamente spinto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²⁰, 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 condizioni²¹.

Nel 2020, 190 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 53 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante la domanda di gas naturale abbia complessivamente subito un ridimensionamento, il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto rispetto all'anno precedente, attestandosi a 231 unità contro le 226 del 2019. Il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.12) è rimasto invariato a 137 come nell'anno precedente, però è cresciuto di 6 unità (15%) il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto), passati da 47 a 53 unità.

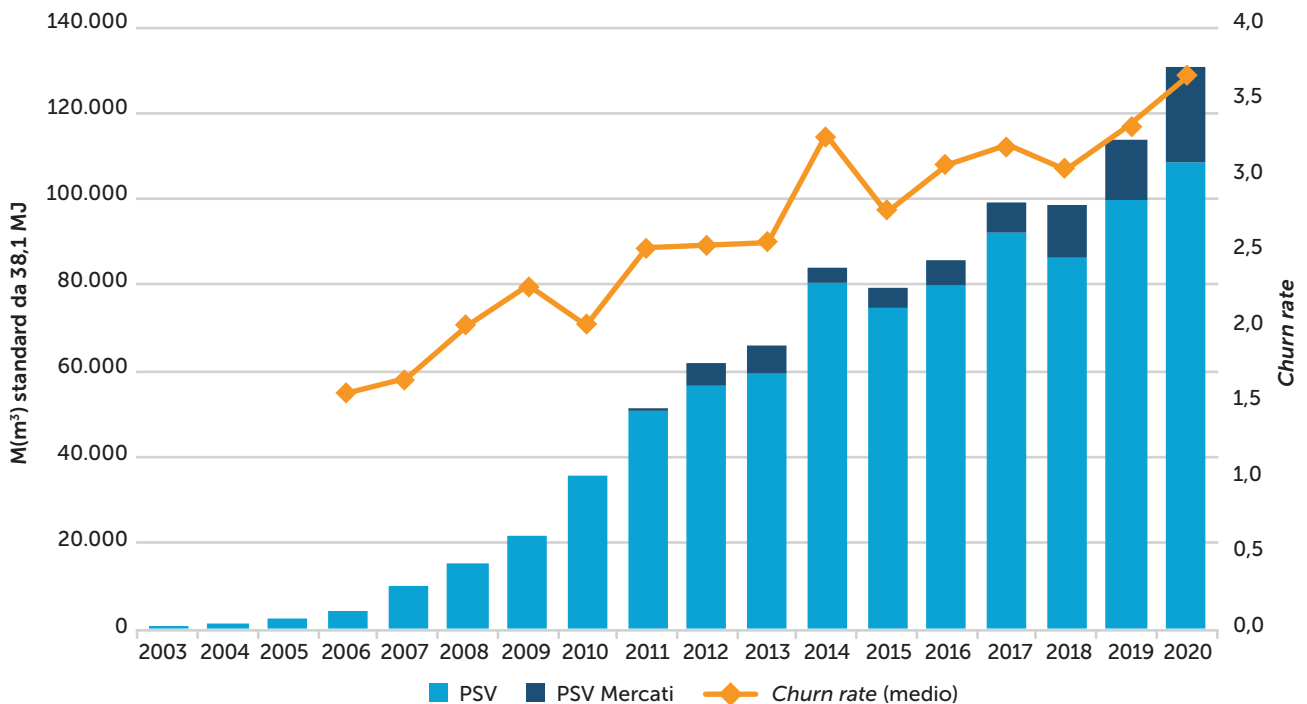
FIG. 3.12 *Sottoscrittori del PSV dal 2008*



Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

²⁰ 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.

²¹ Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

FIG. 3.13 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Snam Rete Gas.

La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate le riconsegne al PSV (OTC giornaliera, OTC multigiornaliera, forzosa GNL) e, con l'indicazione "PSV Mercati", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

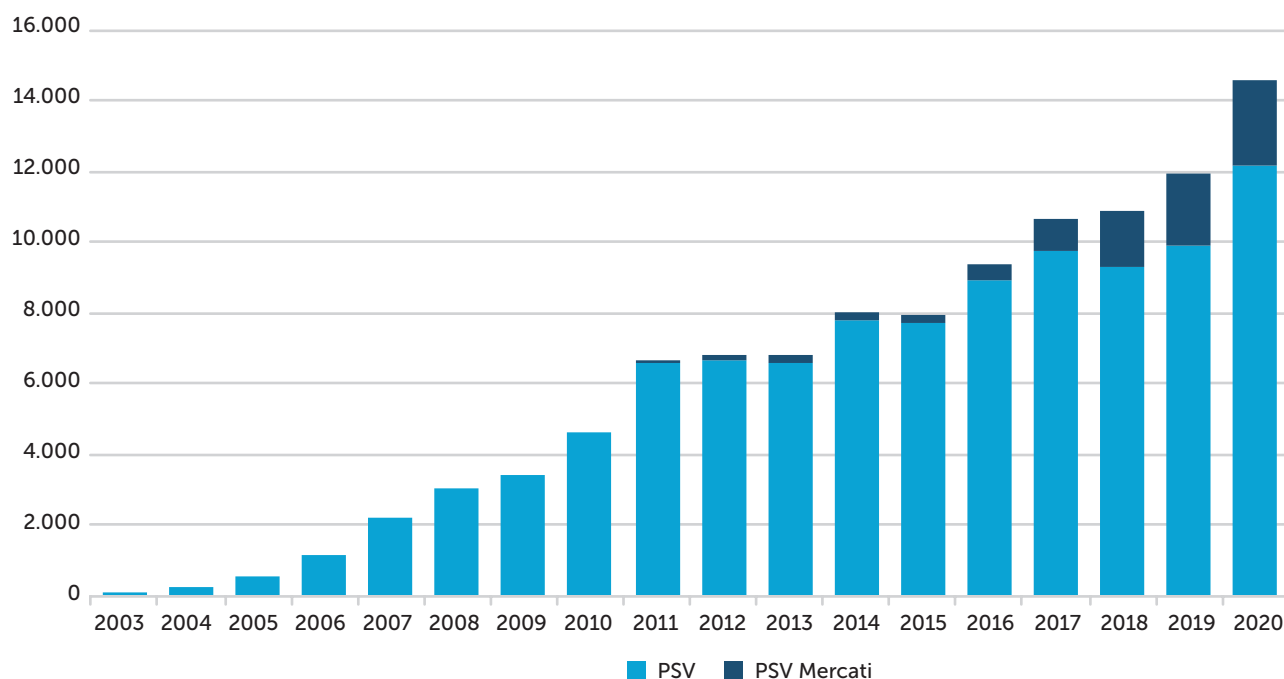
Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, grazie all'accrescersi delle modalità di acquisto disponibili descritte. A partire dall'autunno 2015, in particolare, le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel sottoparagrafo successivo, a spingere questa continua crescita ha contribuito anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

Nel 2020 i volumi OTC scambiati presso il PSV hanno registrato un aumento del 7%, passando da circa 98 G(m³) a quasi 105 G(m³). Se a questi volumi aggiungiamo quelli con consegna forzosa al PSV, la crescita del gas scambiato nel 2020 rispetto al 2019 è valutabile in un 8,8%, considerando che le quantità annue passano da circa 100 a 108,5 G(m³) (Fig. 3.14). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato un notevole incremento, +58%, seppure inferiore al balzo messo a segno nel 2018, quando si era registrato un +77%. I volumi scambiati in borsa hanno raggiunto i 22 G(m³) dai 13,9 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, a cui si è accompagnata una robusta crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house*.

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte che 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 3.13 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 il

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. Nel 2020 il tasso si è ulteriormente ampliato e ha raggiunto il valore di 3,7, pur restando comunque ancora inferiore a 10, che è il valore soglia del *churn rate* spesso utilizzato in letteratura per giudicare la liquidità e la maturità di un mercato.

FIG. 3.14 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV



Fonte: ARERA, elaborazione su dati 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 Ministero 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 dello sviluppo economico 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. Nel comparto aliquote della P GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "Comparto ex decreto legislativo n. 130/2010", in riferimento al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, nato per implementare le misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il suddetto comparto regolato dal decreto legislativo n. 130/2010, pur essendo formalmente ancora attivo, non ospita più offerte, in quanto ha esaurito la funzione per il quale era stato istituito.

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 con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)²². 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 bilanciamento²³, 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* 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.

²² In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

²³ Regolamento (UE) 312/2014, approvato dalla Commissione europea il 26 marzo 2014.

Le negoziazioni di entrambi i comparti di cui sopra, 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 (MGAS), in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017. Dal 2015, inoltre, gli operatori possono estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *future* 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 con l'obiettivo di favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è 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, delle modalità e delle 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 euro 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato sull'MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Nel 2018 è stata disposta l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura attesa dagli utenti perché consente loro 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 dello sviluppo economico ha introdotto nel mercato MGP-GAS²⁴ il prodotto *weekend*, negoziabile dal 1° gennaio 2020. Nel 2019 l'Autorità ha anche espresso parere favorevole²⁵ alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina M-GAS, predisposte dal GME, in quanto ritenute funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP-GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Dal 1° gennaio 2020, infine, è stato attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte dell'RdB (Responsabile del bilanciamento) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema²⁶. 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 sull'M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

²⁴ Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019//com.

²⁵ Con il parere 16 luglio 2019, 309/2019//com.

²⁶ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

Prezzi e volume

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME, nel corso del 2020 sono stati scambiati volumi complessivi per 114 TWh (Tav. 3.28), in netto aumento rispetto all'anno precedente (+36%). Tale crescita è in larga misura ascrivibile all'avvio del comparto AGS sull'MP-GAS, strumentale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas²⁷.

La maggiore liquidità si è osservata ancora sull'MI-GAS (46,7 TWh; +14%), grazie soprattutto agli scambi tra operatori diversi dall'RdB (29,7 TWh; +23%), mentre è rimasto sostanzialmente stabile il volume movimentato dall'RdB, pari al 36% del totale scambiato nel comparto e caratterizzato, rispetto al 2019, da maggiori acquisti (12,4 TWh, +6%) e minori vendite (4,6 TWh, -14%). Nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 4,4 TWh, perlopiù riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (57% dei volumi).

Sono cresciuti anche i volumi scambiati sull'MGP-GAS (30,1 TWh; +22%), concentrati nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna e caratterizzati da un andamento mensile che ha mostrato livelli più bassi tra luglio e ottobre e valori molto elevati nel bimestre finale dell'anno. Tale crescita è stata supportata anche dalla presenza del servizio di *market making* e dall'introduzione del prodotto *weekend*. Anche su questo mercato, nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 25,7 TWh, in maggior parte riconducibili ad acquisti di Snam Rete Gas (69% dei volumi).

Nel 2020 Snam Rete Gas non ha attivato alcuna sessione sull'MPL, mentre si sono registrate negoziazioni sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 173 *slot*, riferiti a più prodotti corrispondenti a 22,0 M(m³) liquefatti.

Relativamente ai prodotti negoziati a termine sull'MT-GAS, si è osservata una diminuzione degli scambi con 122 abbinamenti perlopiù di prodotti mensili, per un totale di 0,6 TWh con consegna nel 2020. Non si sono osservate, invece, consegne di volumi precedentemente negoziati sul comparto "Royalties" della P-GAS.

TAV. 3.28 Volumi annuali per ciascuno dei mercati del gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
P-GAS											
Import	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-
DLgs n. 130/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS											
MI-GAS	-	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701
MGP-GAS	-	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655
MGS	-	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.716
MI-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.363

(segue)

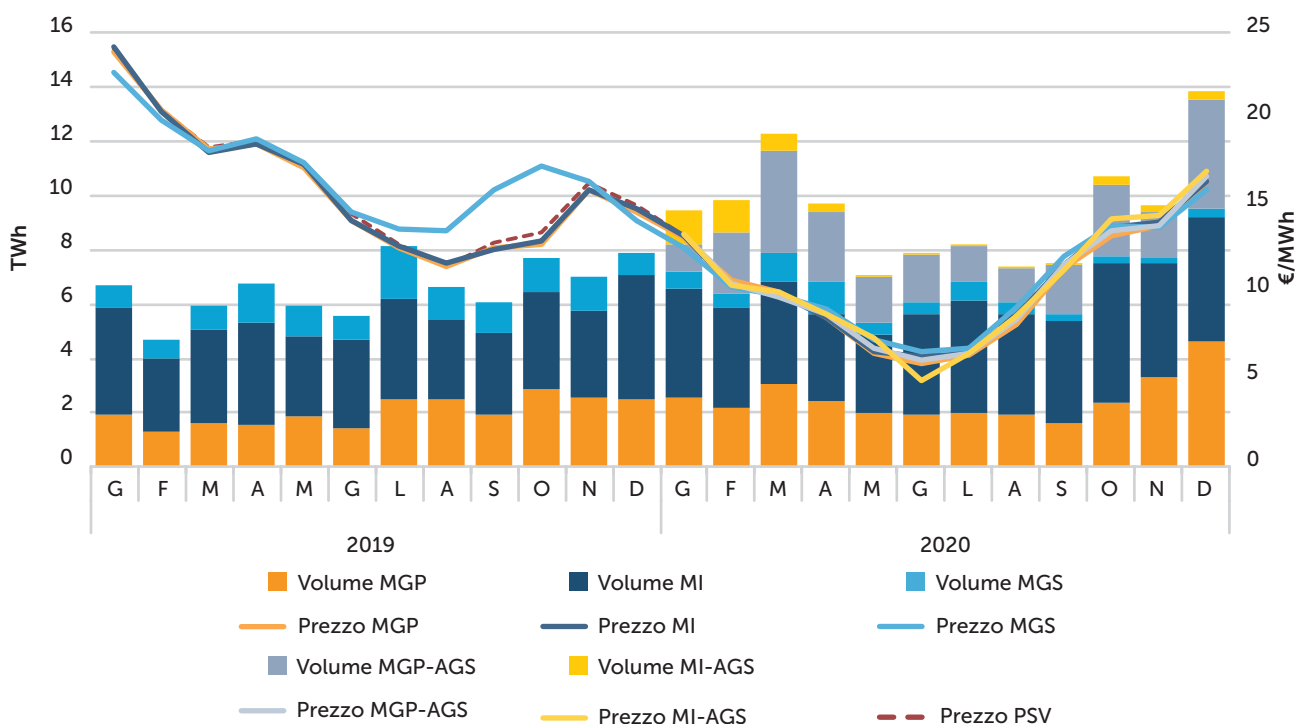
²⁷ In attuazione – come detto – del nuovo assetto definito con la delibera 451/2019/R/gas.

MERCATI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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

Fonte: GME.

Su base annuale, i prezzi *spot* registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione (Fig. 3.15) possono essere approssimati a un valore medio di 10,8 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* sui mercati OTC con consegna al PSV (10,55 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS – rispettivamente 10,41 €/MWh per l'MGP-GAS e 10,57 €/MWh per l'MI-GAS – hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV, confermando dal 2019 un differenziale medio tra quest'ultimo e il *System Average Price* (SAP) di -16 c€/MWh. Nel 2020, rispetto al 2019, risultano più contenute le divergenze dei prezzi del comparto MGS rispetto agli altri mercati, tendenzialmente al rialzo nei mesi estivi e al ribasso in quelli invernali.

FIG. 3.15 Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS



Fonte: GME.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori regolati, illustrati in queste pagine, nel 2020 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 55,3 G(m³), cui vanno aggiunti 190 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁸. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 55,5 G(m³), con un calo di 2,8 G(m³) rispetto al 2019 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 16,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 72,1 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 68,5 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. Secondo i dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2020 è quindi diminuito del 2,4% rispetto a quello del 2019.

Ad attuire il calo dei volumi sono stati gli autoconsumi che, al contrario delle vendite, hanno registrato un buon incremento: rispetto all'anno precedente la crescita è stata di quasi 1 G(m³), pari al 6,3%, andando quindi a compensare parte della riduzione delle vendite complessive (pari a -4,7%).

Come si vedrà più avanti nel presente sottoparagrafo, il ridimensionamento dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-2,4%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ampia (-4,2%), è legato a un drastico calo dei settori produttivi.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (punti di prelievo in migliaia e volumi in M(m³))

CONSUMI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Vendite finali	56.057	55.302	-4,7%	21.682	21.899	1,0%
Forniture di ultima istanza e default	197	190	-3,6%	128	127	-1,1%
TOTALE MERCATO	58.254	55.492	-4,7%	21.810	22.026	1,0%
Autoconsumi	15.584	16.561	6,3%	2,6	1,3	-48,7%
CONSUMI FINALI	73.838	72.054	-2,4%	21.812	22.027	1,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente. Come si è visto nel sottoparagrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 612 imprese sulle 759 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2020 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 59 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, tra le restanti 553 ve ne sono 85

²⁸ 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 prosieguo del sottoparagrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 468, cioè 20 in più del 2019 (Tav. 3.30).

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI		VENDITE		2016	2017	2018	2019	2020
NUMERO				402	420	417	448	468
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)			25	27	26	26	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)			57	52	51	44	44
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)			127	136	145	140	141
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)			193	205	195	238	258
VOLUME VENDUTO G(m³)				57,7	59,8	56,9	58,1	55,3
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)			40,1	42,5	40,0	42,7	40,7
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)			12,8	12,4	11,6	10,8	10,2
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)			4,2	4,4	4,8	4,4	4,0
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)			0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)				144	142	136	130	118
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)			1.604	1.575	1.540	1.643	1.627
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)			225	238	228	238	231
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)			33	32	33	31	28
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)			3	3	3	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'incremento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato nell'ultima classe di venditori, quelli di dimensione più piccola, con vendite inferiori ai 10 M(m³), dove le imprese operanti sono salite da 238 a 258 unità. Il numero dei grandi venditori è diminuito di una unità rispetto al 2019, quello dei piccoli venditori è salito di una unità, mentre è rimasto invariato il numero di venditori di media dimensione.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra, al contrario, una caduta per tutte le classi di venditori, seppure in misura differenziata. La riduzione più consistente si è avuta per i grandi, che complessivamente hanno venduto 2 G(m³) in meno rispetto al 2019 (-4,8%); quella percentualmente più rilevante si è verificata, invece, per i piccoli, che con una perdita di 0,4 G(m³) hanno subito un calo del 9,3% rispetto al 2019. Una riduzione di 0,3 G(m³) (-2,9%) si è osservata nelle vendite dei venditori medi, mentre relativamente stabili sono risultate le vendite dei piccolissimi, scese da 0,54 a 0,52 G(m³).

Poiché il gas venduto è diminuito e il numero dei venditori è aumentato, il volume medio unitario di vendita si è ridotto in media di oltre 11 M(m³) rispetto al 2019, scendendo da 129,6 a 118,2 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m³).

Come accennato, la classe dei grandi venditori (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 25 soggetti, uno in meno del 2019, in quanto l'impresa Energy Green City (già Roma Gas & Power, come si vedrà tra breve) è passata nella classe inferiore. Nella classe dei medi venditori sono usciti quattro soggetti, tra cui Enerxenia (che, come si vedrà tra breve, è stata incorporata da Acel Energie), e ne sono entrati tre.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato libero nel 2020 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	36
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	2
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	8
Fusioni/incorporazioni nell'ambito dello stesso gruppo societario	6
Cambio di gruppo societario	10
Cambio di ragione sociale	10
Cambio di natura giuridica	8
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 2020 sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni (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 in precedenza nel sottoparagrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito la loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione:

- avvio: 36 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste, solo due hanno indicato anche la vendita a clienti tutelati, mentre tre 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: dal 1° luglio Iren Mercato ha ceduto alla propria controllata Salerno Energia Vendite un pacchetto di clienti elettrici e del gas a seguito di una riorganizzazione territoriale dell'attività di vendita; Europam ha acquisito l'attività dalla sua omonima Europam;
- cessazione: 8 imprese hanno cessato l'attività di vendita del gas al mercato finale nel corso dell'anno. Si tratta di: European Energy Pooling, Finergas, GE Consulenze Green Economy, Energia Italia, LPG Italiana, SMA Gas, Liberha, Green Power Energy in liquidazione;
- incorporazioni: sono avvenute pressoché tutte all'interno dello stesso gruppo societario. A gennaio Acel Energie ha incorporato Enerxenia e Iren Mercato ha incorporato Spezia Energy Trading. In ottobre Vestina Gas & Luce ha incorporato Energia Adriatica Abruzzese dopo che in giugno ne aveva acquisito il 100% delle quote del capitale sociale. A dicembre Enegan ha incorporato My Life Gas & Power di cui aveva acquisito l'intero capitale sociale un mese prima; Società Energia Italia ha incorporato le imprese A3 Energia e Che Energia, che possedeva al 70%;
- cambio di gruppo societario: anche nel 2020 i cambi di gruppo che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale sono stati numerosi. A gennaio Argos è entrata a far parte del gruppo Property, che l'ha acquisita al 97%; a marzo l'impresa Why Not è entrata nel Gruppo Fondiario Italia e ha assunto contestualmente la ragione sociale Unienergia, cambiando la natura giuridica da società a responsabilità limitata a società per azioni; My Life Gas & Power è entrata nel gruppo Enegan a settembre per poi essere incorporata a dicembre; in ottobre, F2i SGR, principale fondo infrastrutturale italiano, e il fondo di investimento Asterion Industrial, hanno perfezionato l'acquisizione di Sorgenia; con tale operazione si è avviata la creazione di un nuovo gruppo Sorgenia. Inoltre, Gopower è entrata a far parte del gruppo Enegan, che l'ha acquisita

interamente; in novembre Gelsia è entrata nel gruppo A2A attraverso il proprio socio Ambiente Energia Brianza; Metano Nord e Utilità sono entrate nel gruppo Foro Boario Servizi, che le ha acquisite quasi interamente. A ridosso della chiusura dell'anno Energy Trade è entrata nel gruppo Canarmino;

- cambio di ragione sociale: 10 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria: Idea Energia ha cambiato ragione sociale in Idea; come detto, Why Not ora si chiama Unienergia; Archi Network è divenuta Alpha Green Italia; Tesla Energia ha cambiato la ragione sociale in Thema Energia; Gala in liquidazione ha cambiato la ragione sociale in Gala; B.Energy è diventata Volty; VeioGas ora si chiama Gesenu Energia; Green Power Energy ha cambiato ragione sociale in Green Power Energy in liquidazione; Ene Light ha assunto la ragione sociale di Energy Light; Roma Gas & Power è diventata Energy Green City;
- cambio natura giuridica: 8 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando quasi tutte società per azioni.

Nell'ambito delle variazioni societarie sono da segnalare, infine, tre operazioni intercorse nel 2020 e la cui data di validità è stata il 1° gennaio 2021:

- Soenergy ha acquisito l'attività da Sinergas;
- Energia Etica (ENET) ha incorporato Azienda Intercomunale Metano Energie del Territorio (AIMET) e Rotagas, che facevano parte del medesimo gruppo societario in quanto tutte e tre possedute al 100% da Esa Italia.

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2020 (in M(m³) e quote percentuali)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.678	1.553	7.231	10,3%
Eni Gas e Luce	5.168	0	5.168	9,3%
Eni	5.028	37.182	42.210	9,1%
Enel Energia	3.948	0	3.948	7,1%
Enel Global Trading	2.555	20.050	22.606	4,6%
Iren Mercato	2.438	238	2.676	4,4%
EP Commodities	2.242	618	2.860	4,1%
A2A Energia	1.739	94	1.833	3,1%
Edison	1.726	15.414	17.140	3,1%
Hera Comm	1.684	0	1.684	3,0%
Sorgenia	1.535	3.076	4.612	2,8%
Shell Energy Italia	1.462	1.006	2.468	2,6%
Axpo Italia	1.399	5.235	6.635	2,5%
Engie Italia	1.099	15.388	16.488	2,0%
Estra Energie	971	815	1.786	1,8%
E.ON Energia	908	174	1.082	1,6%
Unogas Energia	690	147	838	1,2%
Solvay Energy Services Italia	648	0	648	1,2%
Vivigas	523	97	620	0,9%
Dolomiti Energia	482	0	482	0,9%
Ascotrade	479	358	837	0,9%
Acel Energie	428	13	441	0,8%

(segue)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Egea Commerciale	424	18	442	0,8%
Soenergy	419	43	462	0,8%
ArcelorMittal Italia	415	0	415	0,7%
Alperia Smart Services	375	15	390	0,7%
MET Energia Italia	340	5	345	0,6%
Duferco Energia	332	1.725	2.057	0,6%
Bluenergy Group	318	408	726	0,6%
Altri	9.850	28.295	38.145	17,8%
TOTALE	55.302	131.971	187.273	100,0%
Prezzo medio (c€/m³)	33,86	16,24	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 29 su 468, ha venduto nel 2020 oltre 300 M(m³) di gas; tali imprese sono elencate nella tavola 3.32. Nel 2019 la quota era pari al 6,7%, visto che 30 imprese su 448 avevano superato la soglia indicata. Complessivamente, le 29 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2020 coprono l'82,2% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 33,86 c€/m³, inferiore di 5,32 c€ (-13,6%) rispetto a quello del 2019. 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 27,45 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 6,4 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano nel mercato finale si rivolgono, infatti, perlopiù 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.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 15,65 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 16,24 c€/m³, cioè 0,59 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è crollato rispetto al 2019 (-26,3%). Tale differenziale è rimasto praticamente identico a quello dello scorso anno.

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 cinque posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel, Hera e Iren. Rispetto al 2019, le quote dei gruppi risultano tutte in minimo aumento, con l'eccezione di quelle di Eni e di Iren.

La quota di Eni, infatti, diminuisce di un punto percentuale rispetto al 2019, passando dal 19,4% al 18,4%, perché le vendite del gruppo sono cadute di oltre un miliardo di metri cubi (-9,5%). Anche la quota del gruppo Iren è scesa dal 4,7% al 4,6% a causa di una riduzione importante delle vendite, pari a quasi -220 M(m³) (-7,9%).

Le quote dei gruppi Edison, Enel ed Hera, invece, sono lievemente cresciute, grazie a un risultato nelle vendite meno negativo: rispetto al 2019, infatti, le variazioni nei quantitativi collocati nel mercato al dettaglio da questi gruppi sono risultati, rispettivamente, pari a 2,6%, 4,3% e -1,7%.

Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono leggermente accorciate rispetto al 2019. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison è scesa al di sotto del 5%.

Uno sguardo anche alle posizioni inferiori della classifica evidenzia che nel 2020 non vi sono stati particolari sconvolgimenti dell'ordine rispetto al 2019. Comunque, si rileva che: il gruppo EPH, le cui vendite sono aumentate del 2,7%, ha superato A2A, che invece ha registrato una riduzione del 2,1%; Royal Dutch Shell ha realizzato una netta crescita nelle vendite ai clienti finali, scalando quindi due posizioni nella classifica; il gruppo Sorigenia, pur avendo registrato una perdita del 7,8% nelle vendite ai clienti finali, ha conservato l'ottava posizione. In media, dalla seconda metà della classifica i gruppi hanno perso tutti una posizione.

TAV. 3.33 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2020 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Eni	10.196	18,4%	1°
Edison	7.490	13,5%	2°
Enel	6.503	11,8%	3°
Hera	3.016	5,5%	4°
Iren	2.536	4,6%	5°
Energetický a Průmyslový Holding	2.242	4,1%	7°
A2A	2.170	3,9%	6°
Sorigenia	1.535	2,8%	8°
Royal Dutch Shell	1.462	2,6%	11°
Axpo Group	1.399	2,5%	9°
Engie	1.099	2,0%	10°
Estra	971	1,8%	12°
E.ON	908	1,6%	13°
Unogas	762	1,4%	14°
Solvay Energy Services Italia	648	1,2%	15°
EG Holding	523	0,9%	16°
Dolomiti Energia	482	0,9%	17°
Egea	431	0,8%	22°
Acsm-Agam	428	0,8%	19°
Alperia	426	0,8%	21°
Altri	10.074	18,2%	-
TOTALE	55.302	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In conseguenza delle dinamiche illustrate, nel 2020 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è diminuito. I primi tre gruppi controllano il 43,7%, mentre nel 2019 la quota era pari al 44,3%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 53,8% (contro il 54,4% del 2019). L'indice di Herfindahl-Hirschman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 787, un poco inferiore a quello del 2019,

che era pari a 809. Il livello dell'indice resta comunque ben inferiore al valore di 1.000, al di sotto del 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 2020 sono provvisori²⁹.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2020 sono stati venduti 71,9 G(m³) – di cui 16,6 destinati all'autoconsumo e 55,3 alla vendita – a 21,9 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2019 negli usi non domestici, con l'eccezione di quelle destinate all'industria, per effetto di un forte incremento nei relativi autoconsumi. Questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato un incremento del 6,3%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 49,2 G(m³), hanno evidenziato un calo del 3,9%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 6,1 G(m³), sono scese dell'11,3%. 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 197 M(m³) nel 2019 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 6,3 G(m³).

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³))

SETTORE DI CONSUMO	2019				2020			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	6.473	8.232	0	14.706	5.757	8.981	2	14.740
Condominio uso domestico	445	1.931	5	2.382	381	1.999	5	2.385
Commercio e servizi	-	7.195	24	7.219	-	6.635	22	6.657
Industria	-	18.678	1.847	20.524	-	17.778	4.487	22.265
Generazione elettrica	-	14.148	13.708	27.855	-	12.923	12.045	24.967
Attività di servizio pubblico	-	954	0	954	-	848	0	848
TOTALE VOLUMI	6.918	51.139	15.584	73.641	6.138	49.164	16.561	71.863
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	8.920	11.294	0	20.214	8.096	12.336	0	20.432
Condominio uso domestico	60	131	0	191	56	136	0	192
Commercio e servizi	-	1.046	1	1.047	-	1.047	1	1.048
Industria	-	185	0	185	-	183	0	183
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0	1
Attività di servizio pubblico	-	45	0	45	-	45	0	45
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	8.980	12.701	2	21.683	8.152	13.748	1	21.901

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come descritto in dettaglio nel Capitolo 1, nel 2020 la pandemia di Covid-19 ha impresso nell'economia italiana un marcato effetto negativo, specialmente nel settore commerciale e dei servizi, molti dei quali sono rimasti

²⁹ È anche necessario segnalare che un importante operatore ha comunicato l'esistenza di problemi relativamente al conteggio dei propri clienti non domestici nel mercato libero.

sostanzialmente fermi per quasi tutto il 2020. Anche il settore industriale ha subito un pesante rallentamento nei mesi primaverili del primo *lockdown*, salvo poi riprendersi in autunno in modo altrettanto vigoroso. Inoltre, nel 2020 anche il clima non ha favorito i consumi di gas, viste le temperature miti dei mesi invernali. In base a questi elementi si può comprendere come la riduzione del 2,4% osservata nel consumo di gas si sia manifestata in modo molto differenziato tra i settori.

I consumi del settore domestico e dei condomini, infatti, sono rimasti sostanzialmente stabili intorno a 17 G(m³), mostrando, anzi, una lieve crescita dello 0,2% rispetto al 2019. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 48,4 a 47,2 G(m³), registrando quindi un calo complessivo del 2,4%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico), invece, sono diminuiti dell'8,2%, passando da 8,2 a 7,5 G(m³).

Più in dettaglio, nel 2020 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite dell'11,3% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute dell'8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono scese da 18,7 a 17,8 G(m³) (-4,8%), mentre sono molto cresciuti gli autoconsumi (+2,6 miliardi di m³ rispetto al 2019); complessivamente, quindi, nel 2020 i consumi dell'industria sono cresciuti dell'8,5%;
- al settore termoelettrico sono diminuite dell'8,7% (-1,2 G(m³)), così come gli autoconsumi si sono ridotti del 12,1%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 10,4% inferiori a quelli del 2019;
- al settore del commercio e dei servizi sono scese del 7,8%, così come gli autoconsumi sono diminuiti dell'8,9%, per una perdita complessiva di oltre mezzo miliardo di m³ (-7,8%);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 106 M(m³), con una perdita dell'11,1%.

Nel 2020 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 721 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 12.408 m³, 6.351 m³ per il commercio, 121,9 migliaia di m³ per l'industria, 22,8 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 18.967 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (769 m³) è risultato leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (726 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 15.578 m³, risulta quasi il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.861 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2020: il settore domestico ha acquistato 14,7 G(m³), cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,3%, ovvero 2,4 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 9,3%, corrispondente a 6,7 G(m³); l'industria ne ha consumato il 31%, cioè 22,3 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 34,7%, equivalente a 25 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,2%, equivalente a 0,8 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 68,4%, quella del mercato tutelato è dell'8,5%, mentre il 23% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'89% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 11% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 37,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 62,8% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2020 ha raggiunto il 60,9% per le famiglie e l'84% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2019 i valori erano, rispettivamente, del 56% e dell'81,3%.

In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 39,6%; nel 2019 tale quota era risultata pari al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018.

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 28,8% 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 4,1%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 16,5% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 32,2%. Il 98,1% 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 98,4% per le famiglie che acquistano nel mercato tutelato e al 98,0% 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 79,6% dei volumi di gas acquistati nel mercato tutelato e il 72,1% di quelli acquistati nel libero. Il 67,2% 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 23,6% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 26,9% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 24,2% 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 2020 (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	5.715	397	26	0	-	-	6.138
Domestico	5.663	94	0,3	0	-	-	5.757
Condominio uso domestico	52	303	26	-	-	-	381
MERCATO LIBERO	10.205	4.747	2.242	4.993	9.150	17.828	49.164
Domestico	8.800	175	5	2	0	-	8.981
Condominio uso domestico	85	1.441	396	77	0	-	1.999
Commercio e servizi	1.100	2.303	1.054	1.346	661	171	6.635
Industria	179	625	652	3.180	7.407	5.734	17.778
Generazione elettrica	0	3	10	161	876	11.872	12.923
Attività di servizio pubblico	41	200	124	228	205	50	848
TOTALE	15.920	5.144	2.268	4.993	9.150	17.828	55.302

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 regolati e dati provenienti

dal Sistema informativo integrato (SII), gestito da Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e di quelli provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti³⁰ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2020, è risultata complessivamente pari al 10,2%, ovvero al 20,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2019 le percentuali sono in aumento per i clienti domestici. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (per quanto la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii).

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2020 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. 3.16). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 2.200.000 clienti, equivalenti a una quota del 10,1% (e corrispondenti a una porzione di volumi dell'11,4%). Un po' più contenuta (9,4%) è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 10,4% del relativo settore di consumo. Entrambe le quote dei condomini risultano leggermente inferiori a quelle evidenziate nel 2019, ma testimoniano comunque un ampio movimento dei clienti verso nuovi fornitori, tenuto conto del fatto che il cambio di contratto da parte di un condominio richiede di norma procedure decisorie più complesse rispetto a quelle necessarie per il cambio di fornitore in un singolo cliente.

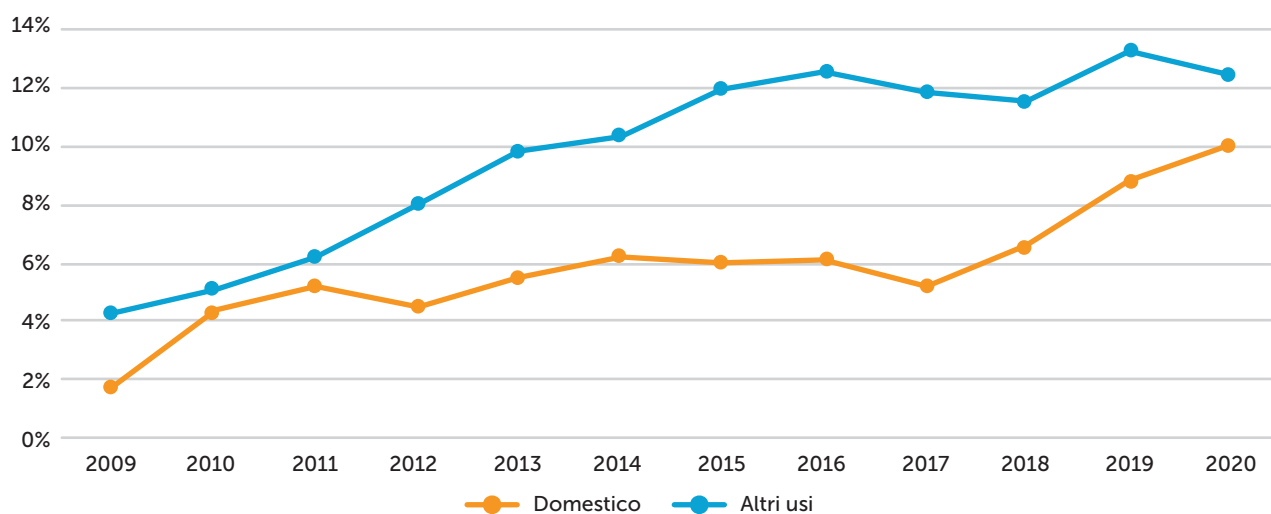
Il 12,8% degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico (equivalente al 9,2% in termini di volumi) ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile agli esercizi commerciali per valori di consumo), ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, di conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, i clienti "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,5% del totale in termini di clienti, nonché il 23,8% 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	2019		2020	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	8,8%	10,9%	10,1%	11,4%
Condominio uso domestico	10,1%	12,4%	9,4%	10,4%
Attività di servizio pubblico	15,7%	31,4%	12,8%	9,2%
Altri usi	13,3%	37,0%	12,5%	23,8%
TOTALE	9,1%	30,7%	10,2%	20,4%

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

³⁰ 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. 3.16 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

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

I contratti di vendita nel mercato libero

Come già evidenziato nel Capitolo 2, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori regolati 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 PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela)³¹. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2020, dunque, 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 sulla 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, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime³².

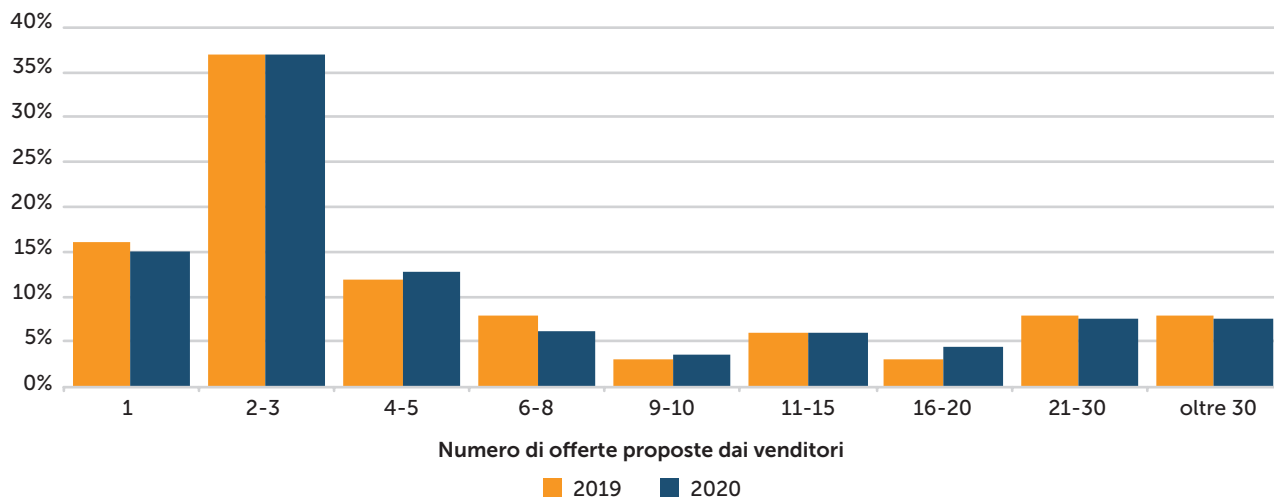
La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 10,8 per la clientela domestica, a 6,8 per i condomini con uso domestico e a 15,1 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità 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 2019 il numero di offerte disponibili è sostanzialmente invariato, con una leggera diminuzione per i clienti non domestici (erano 10,9 per i domestici, 6,6 per i condomini e 18,2 per i non domestici). Il 15,1% dei venditori, tuttavia, offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 36,9% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 48,1% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio

³¹ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

³² L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili, perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

che comprende da quattro offerte in su (Fig. 3.17). Rispetto al 2019, i numeri delle proposte commerciali non sono praticamente cambiati.

FIG. 3.17 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Delle 10,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,6 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 4,9 nel 2019). La quota di venditori che effettua almeno un'offerta online è cresciuta dal 17,5% al 18,4%. Nel 2,3% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, pertanto, nella stragrande maggioranza dei casi il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2020 è cresciuto, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 7,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto proposto attraverso questa modalità (nel 2019 tale quota era pari al 7,3%).

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 73,9% 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 26,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La percentuale di clienti che sceglie un contratto a prezzo fisso è cresciuta rispetto al 2019 di quattro punti percentuali e risulta la più elevata osservata finora (Tav. 3.37).

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile, riguardanti quindi poco più di un quarto dei clienti domestici, sono di vario tipo. Il 47,3% (il 47,8% nel 2019) dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; il 33,6% ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF (*Title Transfer Facility*) (era il 28,5% nel 2019), il 2,3% dei clienti (l'11,4% nel 2019) ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent. Quote minime di clienti hanno scelto contratti con altre forme di indicizzazione: il 3% legati ai prezzi del PSV, lo 0,8% legati ai mercati gestiti dal GME e il 3,2% con forme di indicizzazione alternative, spesso rappresentate da una combinazione di quelle precedenti.

Per quanto riguarda la durata, il 4,5% 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 indicato dal contratto stesso. La percentuale è più elevata (9,5%) nel caso di contratti a prezzo variabile. 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 clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2020 i venditori che hanno applicato contratti con clausola di durata minima sono risultati 36; complessivamente essi servono circa 1,2 milioni di clienti domestici. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 45,9% (49,8% con prezzo fisso e 43,2% con prezzo variabile). Tutte le quote sono in aumento rispetto all'anno precedente, ma nel 2019 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 29 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 39,1%.

Il 32,9% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente 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 38,4% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 17,2% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è sostanzialmente la stessa del 2019, quando era risultata del 33,1%.

Come già ampiamente descritto nel paragrafo relativo al mercato libero del Capitolo 2, al quale si rimanda, nei questionari dell'Indagine annuale sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata razionalizzata e ulteriormente approfondita con l'aggiunta di due nuove voci:

- 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 (ove occorre specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli elencati oppure altri).

È stata, inoltre, eliminata la voce "Servizi telefonici personalizzati" che era presente solo nel questionario per i venditori del gas naturale (non in quello per i venditori di elettricità) e che non aveva sostanzialmente mai riscontrato risposte.

A questo proposito, come si è già detto nel Capitolo 2, è bene avvertire che la presenza di un'opzione che consentiva di indicare una combinazione di servizi aggiuntivi può aver reso le risposte alle domande sui servizi aggiuntivi meno confrontabili con quelle passate. Questo perché, quando tale opzione non era presente, i venditori probabilmente includevano i contratti con più servizi aggiuntivi sotto un'unica voce, quella del servizio inteso come più rilevante.

Le nuove opzioni per la rilevazione dei servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dai clienti domestici hanno avuto un discreto impatto sulle risposte relative ai contratti a prezzo fisso, dove la presenza di un servizio aggiuntivo è storicamente ampia (Tav. 3.37); nei contratti a prezzo variabile, invece, l'impatto è stato più modesto, anche perché in questo caso la presenza dei servizi aggiuntivi riguarda circa un quarto dei contratti sottoscritti. Come si può vedere nella tavola 3.37, infatti, la voce "Altro" ha perso incidenza rispetto al passato a beneficio dell'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi", la cui frequenza in termini di punti di clienti è risultata del 14,1% nei

contratti a prezzo fisso e del 6,3% in quelli a prezzo variabile. Tuttavia, anche nel questionario relativo al settore del gas, come in quello relativo all'elettrico, era richiesto di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai clienti. Pertanto, è stato possibile riattribuire *pro quota* i punti di prelievo ai singoli servizi aggiuntivi.

TAV. 3.37 *Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019	2020
A prezzo fisso	68,5%	68,6%	70,4%	69,9%	73,9%
A prezzo variabile	31,5%	31,4%	29,6%	30,1%	26,1%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO					
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	52,6%	38,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	33,0%	35,2%
Servizi energetici accessori	23,0%	7,1%	6,1%	4,3%	14,0%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	5,0%	1,4%	0,9%	0,4%	5,1%
Omaggio o gadget	n.d.	0,2%	0,2%	0,2%	5,0%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	n.d.
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,2%
Altro	1,0%	1,6%	1,8%	9,4%	0,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE					
Nessun servizio aggiuntivo	68,4%	86,5%	82,7%	76,2%	75,6%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	13,3%	2,0%	1,8%	4,0%	6,1%
Servizi energetici accessori	20,9%	7,0%	6,6%	11,8%	13,1%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,5%	0,4%	0,4%	0,2%	1,9%
Omaggio o gadget	n.d.	0,3%	0,4%	0,6%	0,4%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	n.d.
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,1%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	64,3%	3,7%	8,2%	7,1%	2,8%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati (Tav. 3.37) mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è maggiormente diffusa in quelli a prezzo fisso rispetto che in quelli a prezzo variabile: il 62% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende sotto al 24,4% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (35,2%) per i contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (14%) per quelli che offrono un servizio energetico accessorio. Anche la possibilità di ottenere vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi riscuote un certo interesse (5,1%).

Nei clienti con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere quella relativa ai servizi energetici accessori (13,1%) e la partecipazione a un programma punti (6,1%).

TAV. 3.38 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2020 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.369	349	824	1.953	1.485	80	6.060
Valle d'Aosta	17	7	17	58	0	4	104
Lombardia	3.559	866	1.658	3.650	1.283	206	11.222
Trentino-Alto Adige	199	71	253	374	44	36	976
Veneto	1.708	139	814	2.012	261	146	5.081
Friuli-Venezia Giulia	389	57	172	794	172	16	1.600
Liguria	373	157	126	315	276	17	1.264
Emilia-Romagna	1.677	248	861	3.139	1.235	45	7.205
Toscana	1.090	101	409	1.434	733	51	3.819
Umbria	218	15	110	332	187	20	884
Marche	496	23	201	357	76	14	1.167
Lazio	1.049	266	557	714	3.084	64	5.734
Abruzzo	353	17	122	548	9	14	1.063
Molise	76	5	26	80	362	2	549
Campania	605	27	186	459	565	73	1.915
Puglia	745	16	131	580	845	31	2.346
Basilicata	133	5	32	129	48	5	353
Calabria	209	3	46	54	113	5	430
Sicilia	473	8	91	796	2.143	18	3.530
Sardegna	0,07	0	0,02	0	0	0	0,09
ITALIA	14.738	2.380	6.635	17.778	12.923	848	55.302
NORD	9.291	1.894	4.725	12.296	4.755	550	33.512
CENTRO	3.282	427	1.424	3.464	4.453	165	13.216
SUD E ISOLE	2.165	58	486	2.017	3.715	133	8.574

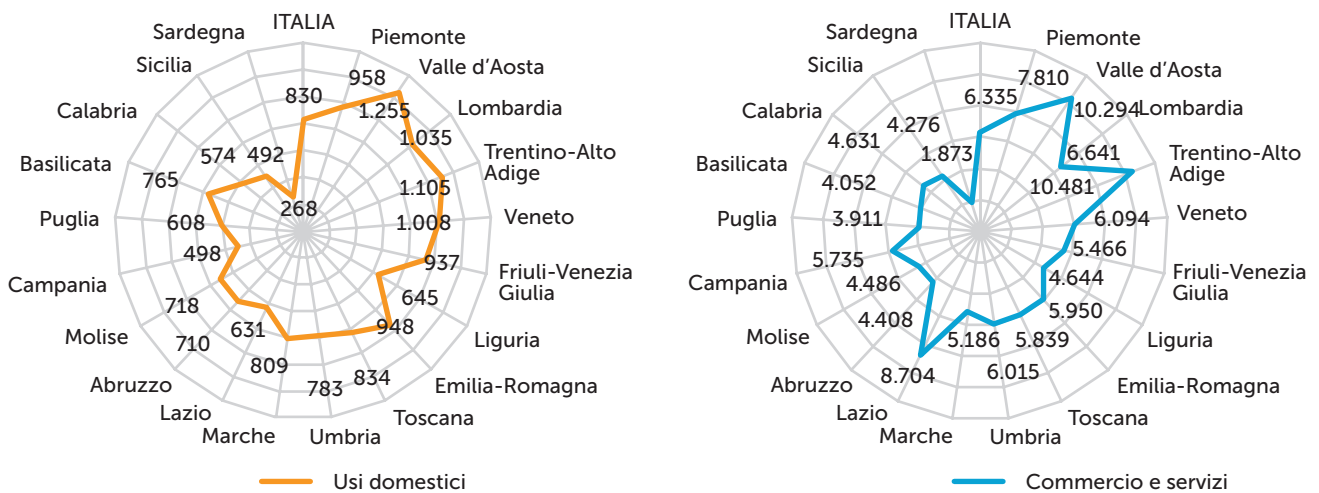
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2020 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.38) non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto del fatto 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 primi consumi della Sardegna, sebbene ancora molto marginali.

Il Nord è l'area che registra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona, infatti, si acquista il 60,6% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 33,5 G(m³); il 23,9% dei consumi, 13,2 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15,5%, cioè 8,6 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 3,9 volte quelli della zona 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 (1,3) e massimo nel caso dei condomini (32,5).

La regione con i consumi più elevati, che superano gli 11 G(m³) – e sono di gran lunga superiori a quelli delle altre regioni – è sempre la Lombardia, che da sola acquista un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono l'Emilia-Romagna con 7,2, il Piemonte con 6 G(m³), rispettivamente il 13% e l'11,5% del totale nazionale, il Lazio con 5,7 G(m³), cioè il 10,4%, e il Veneto con 5 G(m³), cioè il 9,2%. Seguono, rispettivamente con 3,8 e 3,5 G(m³) di consumo, la Toscana e la Sicilia, oltre alla Puglia con 2,5 G(m³). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³).

FIG. 3.18 Consumi medi regionali degli usi domestici^(A) e del settore commercio e servizi nel 2020 (in m³)



(A) Gli usi domestici includono i condomini con uso domestico.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

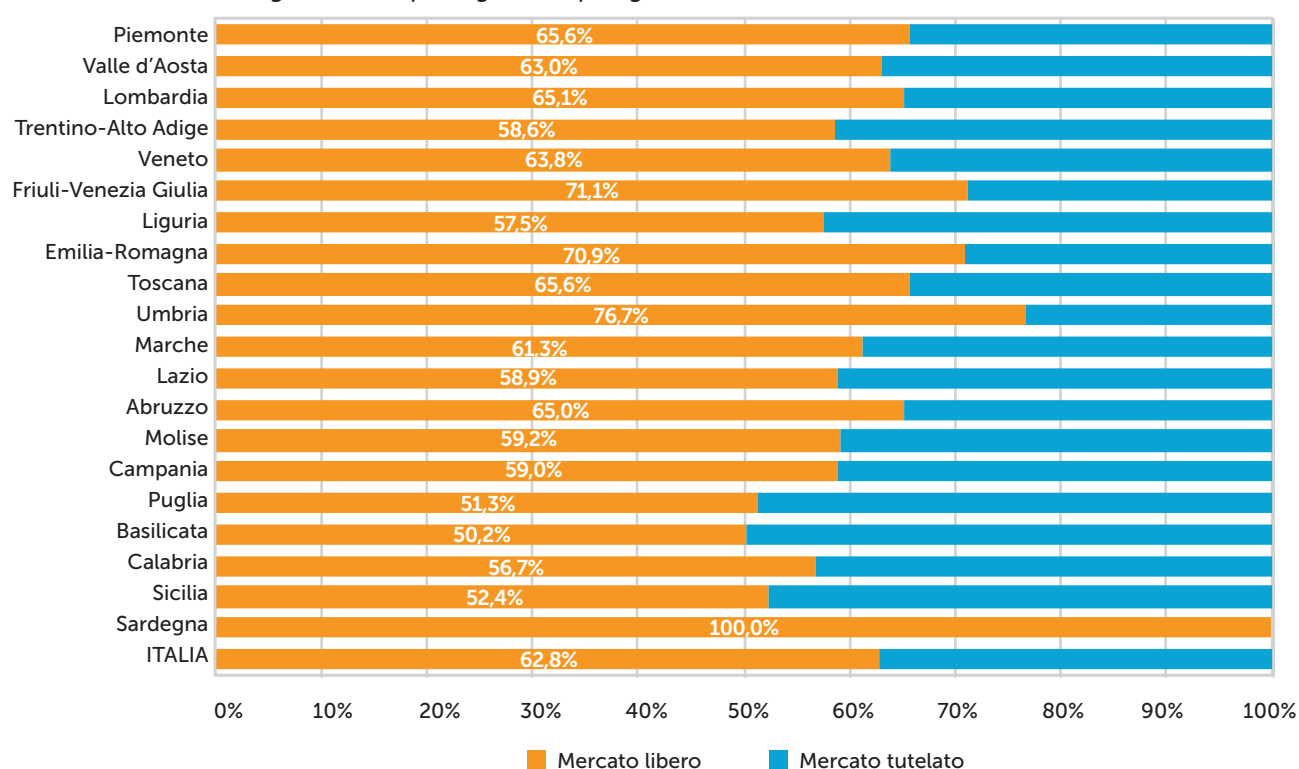
Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti: il primo è quello della generazione elettrica, dove i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio (36,8% al Nord, 34,5% al Centro e 28,7% nel Mezzogiorno) e dove il Lazio è la regione con i consumi più elevati; l'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assorbe il 79,6% dei volumi nazionali e il resto è quasi integralmente acquistato al Centro (18,0%). In pratica, si osserva che quest'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 2,5% 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 settore commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 830 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 973 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 730 e 549 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 settore commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.335 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (6.582 m³), del Centro (6.347 m³) e del Sud e Isole (4.629 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, invece, vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del libero sono divenute maggiori del 50% dappertutto, anche se in alcuni casi di poco. I valori più bassi si osservano in alcune regioni del Sud (in particolare in Basilicata e in Puglia), dove il mercato tutelato risulta servire tuttora poco meno della metà dei clienti.

FIG. 3.19 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2020



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.39), tendono a confermare il panorama appena descritto.

TAV. 3.39 Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2020

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	11,0	12,4	11,3	14,7	13,6	20,5	14,9	10,4	11,2	18,6
Valle d'Aosta	7,4	8,5	11,8	15,9	10,5	4,1	6,5	9,5	7,9	5,8
Lombardia	10,1	11,1	9,2	10,2	10,2	10,4	10,9	8,2	10,1	10,5
Trentino-Alto Adige	2,5	2,6	3,8	7,3	5,2	4,8	5,6	2,5	2,8	4,5
Veneto	11,7	12,4	10,3	10,3	16,1	25,3	16,5	10,4	12,1	20,8
Friuli-Venezia Giulia	11,3	12,4	9,5	8,6	16,4	6,2	14,5	5,5	11,6	7,4
Liguria	10,2	13,0	8,0	9,9	13,1	9,7	8,9	7,1	10,3	10,7
Emilia-Romagna	8,7	9,4	5,4	5,2	11,2	23,7	8,1	9,8	8,9	20,4
Toscana	10,6	11,8	6,0	5,7	13,1	24,0	14,4	6,0	10,7	20,5
Umbria	10,5	11,7	9,9	9,3	16,7	55,5	16,3	8,8	11,0	43,6
Marche	9,4	10,1	7,4	7,7	13,2	28,1	16,3	17,8	9,7	20,1
Lazio	9,9	11,8	10,4	10,9	10,9	27,5	9,5	7,1	9,9	21,1
Abruzzo	13,6	16,0	20,8	31,0	16,5	48,0	23,3	13,7	13,8	39,7
Molise	15,1	19,0	48,6	74,5	22,0	80,7	30,9	25,9	15,7	71,4
Campania	9,2	11,1	13,7	19,4	11,5	63,7	11,8	6,5	9,3	48,3
Puglia	10,4	11,7	16,3	7,1	15,3	28,9	20,8	17,3	10,6	25,9
Basilicata	8,5	10,3	10,4	9,3	12,2	3,4	7,4	4,8	8,7	6,1
Calabria	7,5	10,4	8,3	13,3	13,2	73,0	12,2	19,5	7,7	67,9
Sicilia	8,6	10,8	13,0	9,8	11,7	1,5	15,0	16,9	8,7	2,8
ITALIA	10,1	11,4	9,4	10,5	12,5	23,8	12,8	9,2	10,2	20,4
NORD	10,2	11,2	8,9	10,2	12,1	16,7	11,4	8,6	10,3	15,1
CENTRO	10,6	12,2	10,2	10,9	13,5	34,3	15,0	9,3	10,8	27,2
SUD E ISOLE	9,2	11,1	13,4	13,7	12,8	35,8	14,2	11,5	9,4	31,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I dati fotografano, anche nel 2020, una vivacità del Centro 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 la zona Sud e Isole manifesta, nel complesso, tassi di cambio di fornitore più contenuti in termini di clienti.

Nel caso dei consumi domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 10,6% in termini di clienti e al 12,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 10,1% (clienti) e dell'11,4% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico mostra nel 2020 un livello più elevato al Sud, in termini sia di clienti (13,4%), sia di volumi (13,4%), rispetto alla media nazionale (i cui tassi sono pari, rispettivamente, al 9,4% e al 10,5%). Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Sud risultano i più elevati in termini di clienti (14,2% contro il 12,8% della media nazionale) e di volumi (11,5% contro una media nazionale del 9,2%). Infine, nei consumi per altri usi si osserva

una discreta omogeneità dell'attività di *switch* tra le diverse aree in termini di clienti, il 12,5% dei quali cambia mediamente fornitore almeno una volta l'anno; in termini di volumi, invece, si osservano maggiori spostamenti nel Centro-Sud.

Risulta interessante, 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 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.40). Come nel 2019, i valori di concentrazione sono calcolati considerando le vendite regionali dei gruppi societari in luogo delle singole imprese. Non è stato effettuato il calcolo dei dati per la Sardegna, in quanto al momento il numero di operatori della vendita è troppo esiguo e gli indici di concentrazione non avrebbero significato.

TAV. 3.40 *Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2020 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da questi serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	282	52,0%	65,6%	41,0%	63,8%
Valle d'Aosta	104	89,8%	92,6%	79,9%	90,4%
Lombardia	336	42,6%	54,6%	30,1%	53,5%
Trentino-Alto Adige	144	85,9%	88,9%	59,3%	87,7%
Veneto	264	43,4%	46,3%	28,9%	45,1%
Friuli-Venezia Giulia	203	58,9%	62,6%	39,2%	60,5%
Liguria	235	67,4%	86,9%	50,8%	85,8%
Emilia-Romagna	283	68,4%	71,8%	48,9%	70,5%
Toscana	253	80,2%	85,3%	37,3%	84,0%
Umbria	198	69,4%	71,8%	51,9%	70,0%
Marche	216	51,2%	52,7%	33,9%	51,6%
Lazio	283	76,7%	85,7%	64,1%	85,1%
Abruzzo	227	55,2%	55,1%	45,9%	54,4%
Molise	154	51,5%	47,8%	74,7%	47,1%
Campania	255	70,1%	70,5%	43,6%	69,8%
Puglia	245	63,6%	64,2%	47,7%	63,6%
Basilicata	168	75,7%	75,0%	56,2%	74,1%
Calabria	187	82,7%	83,6%	67,9%	83,0%
Sicilia	201	73,3%	71,4%	73,0%	71,1%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico allargato – inteso come somma delle famiglie e dei condomini con uso domestico – risulta ancora piuttosto elevato, con punte superiori all'80% in quattro regioni (Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Calabria e Toscana) e superiori al 70% in tre regioni (Basilicata, Lazio e Sicilia). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (336): qui la quota del mercato domestico dei primi tre venditori è solo del 42,6% e la percentuale

di clienti da essi serviti è pari al 54,6%. Un valore di C3 ridotto si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (264). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Emilia-Romagna, Lazio e Campania, dove le quote dei primi tre operatori risultano vicine o superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti, sempre superiori a 250 in tutti e tre i casi.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici.

Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, i clienti per usi produttivi sono generalmente 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 e la Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente nel caso del Molise e lo lascia pressoché invariato nel caso della Sicilia. 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 possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori regolati, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2020 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2019, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine 71 (su 72) 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 2020 erano 70.

Anche in questo segmento del settore del gas ogni anno si registrano numerose operazioni societarie che mutano il panorama dei soggetti che vi operano. Le principali che si sono verificate nel 2020 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- incorporazioni: Autogas Nord ha incorporato Alpigas, che faceva già parte del suo gruppo industriale, dal 1° ottobre 2020;
- cambi di gruppo societario: PA.LA.GAS. è passata nel gruppo Autogas Nord dalla metà di gennaio 2020, dopo che Autogas Nord ne ha interamente acquisito il capitale sociale da Lampogas; in novembre RetiPiù è entrata a far parte del gruppo A2A; dal 30 dicembre 2020 due società, Metano Nord e Condotte Nord, sono entrate a far parte del gruppo Foro Boario Servizi, che ha acquisito il 96,92% di entrambe (in precedenza il capitale sociale di queste società era detenuto interamente da persone fisiche);

- operazioni di cessione/acquisizione dell'attività: dalla fine di luglio Isgastrentatre ha cessato l'attività di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo rete avviando quella di distribuzione di gas naturale liquefatto (GNL), mentre Univergas Italia ha ceduto uno dei suoi impianti a Valnerina Servizi; in novembre Unareti – l'impresa di distribuzione del gruppo A2A – ha ceduto l'impianto di Azzone (in Provincia di Bergamo) alla società RetiPiù divenuta, così, anche un distributore di gas diversi dal gas naturale; dal 1° gennaio 2021 Toscana Energia ha cessato l'attività di distribuzione di gas diversi dal naturale, avendo trasformato tutti gli impianti a gas naturale.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2020 sono aumentati quasi del 5%, essendo passati da 34 a 35,6 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono diminuiti del 2,8%, scendendo a 174.000 unità dalle 179.000 toccate lo scorso anno (Tav. 3.41).

La crescita dei volumi distribuiti, in realtà, è dovuta unicamente all'attività delle reti alimentate ad aria propanata. Infatti, i volumi di GPL distribuiti sono calati del 6,9%, passando da 17,9 a 16,7 M(m³), con una perdita di clienti dell'1,7%, così come negli altri gas si sono registrate una riduzione del 2% nei volumi distribuiti e una sostanziale stabilità dei gruppi di misura serviti. Viceversa, gli impianti alimentati ad aria propanata hanno evidenziato una crescita di volumi del 20%, da 11,7 a 14,6 M(m³), a fronte di una riduzione dei gruppi di misura di circa 3.000 punti.

Rispetto al 2019 il consumo medio unitario è salito a 204 m³ (contro 189,5 m³), ma come sempre restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: infatti, il consumo medio unitario di GPL, pari a 128 m³, è il più basso, se confrontato con i 356 m³ dell'aria propanata e con i 1.508 m³ degli altri gas.

TAV. 3.41 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GDM)

TIPO DI GAS	2019		2020		VARIAZIONE 2019-2020	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	17,9	132.549	16,7	130.271	-6,9%	-1,7%
Aria propanata	11,7	43.798	14,6	41.112	25,2%	-6,1%
Altri gas	4,4	2.835	4,3	2.839	-2,0%	0,1%
TOTALE	34,0	179.182	35,6	174.222	4,8%	-2,8%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 47% dei volumi complessivamente erogati e il 75% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 41% dei volumi distribuiti (e il 24% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che sono acquistati solo dal 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (12%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2020 (Tav. 3.42) mostra, con le eccezioni di Sardegna e Friuli-Venezia Giulia, una riduzione generalizzata dei volumi, sebbene con intensità differenti. Dappertutto i minori volumi consumati sono essenzialmente da attribuire al fenomeno pandemico, che ha indotto un generale abbassamento dei consumi. I cali più marcati si presentano, però, per le Marche, per il Molise e per la Basilicata, territori nei quali Italgas Reti ha avviato e completato (tranne che in Basilicata) la trasformazione a gas naturale di tutti i propri impianti alimentati

a GPL. Una riduzione significativa si osserva anche per l'Abruzzo, dove un'ampia parte dei cali è da attribuire, in particolare, ai consumi delle seconde case, categoria cui appartengono molte delle utenze di questa regione.

Viceversa, l'incremento evidenziato dalla Sardegna è interamente dovuto alla crescita dei volumi di aria propanata distribuiti da Medea, la società del gruppo Italgas che nel 2019 ha incorporato alcune società e ha acquisito le reti di 26 comuni (tra cui Cagliari, Nuoro e Oristano).

TAV. 3.42 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di esercenti, di clienti e di comuni serviti)*

REGIONE	2019				2020			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI
Piemonte	12	1,48	8.814	84	13	1,41	8.865	85
Valle d'Aosta	3	0,11	640	7	3	0,10	580	7
Lombardia	14	6,40	12.472	59	15	6,29	12.507	59
Trentino-Alto Adige	2	0,29	1.052	8	2	0,25	1.050	8
Veneto	4	0,20	1.244	11	4	0,19	1.242	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,82	2.130	10	5	0,86	2.129	10
Liguria	13	1,59	12.572	73	13	1,51	12.431	69
Emilia-Romagna	14	1,75	10.332	48	14	1,58	10.322	48
Toscana	15	3,45	25.458	137	14	3,11	24.871	136
Umbria	11	0,70	5.535	40	10	0,66	5.548	38
Marche	12	0,60	3.225	34	11	0,42	2.252	32
Lazio	14	1,52	17.403	60	13	1,46	17.096	58
Abruzzo	8	0,18	3.070	11	8	0,15	3.092	11
Molise	2	0,05	265	2	1	0,04	199	1
Campania	3	0,17	1.245	9	3	0,15	1.198	9
Puglia	1	0,03	151	1	1	0,03	149	1
Basilicata	3	0,13	499	3	3	0,10	415	3
Calabria	1	0,12	1.322	5	1	0,10	1.247	5
Sicilia	2	0,05	235	3	2	0,04	231	3
Sardegna	9	14,33	71.518	115	8	17,11	68.798	110
ITALIA	-	33,96	179.182	720	-	35,58	174.222	704

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In virtù di questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal naturale presentano qualche novità di rilievo rispetto agli anni passati.

Con il 48% dei volumi complessivamente prelevati e il 39% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal naturale, la Sardegna (regione a lungo non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In

questa regione il servizio raggiunge 110 comuni (cinque in meno rispetto al 2019), rimanendo concentrato in poco meno di un terzo dei comuni esistenti nella regione. La Lombardia (17,7% dei volumi erogati nel 2020) è la seconda regione per importanza dei consumi, seguita da Toscana (8,8%), Emilia-Romagna (4,5%), Liguria (4,2%) e Lazio (4,1%).

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2020 sono risultati complessivamente 704, vale a dire il 9% circa dei comuni esistenti al 1° gennaio 2021 nel territorio nazionale (7.904). Il numero di comuni serviti è diminuito di 16 unità rispetto al 2019, principalmente per effetto della trasformazione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: cinque comuni in meno in Sardegna, quattro in meno in Liguria, due in meno in Umbria, Marche e Lazio, un comune perso in Toscana e Molise; solo in Piemonte si registra un comune in più.

TAV. 3.43 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2020 (estensione della rete in km)

REGIONE	ESTENSIONE DELLA RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	210,1	72,8	95,8%	4,2%
Valle d'Aosta	-	21,0	0,0	92,8%	7,2%
Lombardia	-	132,4	120,3	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	-	23,9	1,4	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	0,01	144,4	93,0	98,6%	1,4%
Emilia-Romagna	-	139,1	137,2	93,2%	6,8%
Toscana	0,74	392,8	226,7	93,1%	6,9%
Umbria	-	74,2	76,8	79,6%	20,4%
Marche	-	41,5	42,8	77,7%	22,3%
Lazio	-	215,9	209,0	96,0%	4,0%
Abruzzo	-	52,2	0,0	77,4%	22,6%
Molise	-	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	-	32,5	25,8	100,0%	-
Puglia	-	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	13,7	100,0%	-
Calabria	-	53,5	0,0	100,0%	-
Sicilia	-	13,8	0,0	100,0%	-
Sardegna	-	1.154,4	1.072,9	73,0%	23,3%
ITALIA	0,75	2.751,6	2.142,6	83,3%	16,7%
<i>di cui non in funzione</i>	0	16,3	55,3	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.43, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia circa 4.900 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui l'85,5%

alimentati a GPL), con circa 70 km non in funzione. Il confronto con i dati relativi al 2019 evidenzia una riduzione dell'estensione complessiva delle reti di circa 280 km, 40 in meno sulle reti in media pressione e 240 km in meno su quelle in bassa pressione. La riduzione della rete in bassa pressione è quasi interamente attribuibile alla Sardegna, dove si contano 206 km in meno rispetto all'anno precedente. Si registrano anche 13 km in meno nelle Marche e 10 km in meno in Toscana. La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I comuni e le società patrimoniali delle reti risultano detenere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 16,7% (in lieve aumento rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei comuni più significative si registrano in Veneto (31,9%), Trentino-Alto Adige (31,2%), Sardegna (27%), Abruzzo (22,6%) e Marche (22,3%).

Le 71 imprese che hanno risposto all'Indagine e che erano attive nella distribuzione dei gas diversi dal naturale tra il 2019 e il 2020 si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: società a responsabilità limitata (36 casi) e società per azioni (30 casi); le restanti cinque imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

TAV. 3.44 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2020 (volumi in $M(m^3)$)

SOCIETÀ	VOLUMI 2020	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	14,1	39,6%	1°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	3,7	10,5%	2°
Liquigas	3,1	8,7%	3°
Eni	3,0	8,6%	4°
Sarda Reti Gas	1,5	4,1%	5°
Butan Gas	0,9	2,6%	6°
Centria	0,7	2,1%	7°
Carbotrade Gas	0,7	2,0%	8°
Autogas Nord	0,6	1,7%	9°
2i Rete Gas	0,5	1,5%	10°
Beyfin	0,5	1,4%	12°
Socogas	0,5	1,3%	11°
Goldengas	0,4	1,1%	15°
Società Italiana Gas Liquidi	0,4	1,1%	14°
Lunigas I.F.	0,4	1,1%	16°
Autogas Riviera	0,3	0,8%	18°
Univergas Italia	0,3	0,8%	17°
Olivi	0,3	0,8%	20°
Magigas	0,3	0,7%	19°
Bragas	0,3	0,7%	22°
Altri	3,2	8,9%	-
TOTALE	35,6	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione nel segmento dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è aumentata nel 2020: la quota dei primi tre operatori è salita al 58,8% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44), dal 53% del 2019. Le prime cinque imprese contano per il 71,5% (66,8% nel 2019). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2019 occorre sommare le quote dei primi sei operatori.

L'incremento della concentrazione è dovuto alla crescita della quota del primo operatore, che si è accompagnata alla lieve riduzione delle quote degli inseguitori. Il primo operatore è Medea, il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, la cui quota è, appunto, salita dal 32,3% del 2019 al 39,6%. La quota del Comune di Sanazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia è, invece, scesa dall'11,2% al 10,5%, a causa del calo del gas distribuito da 3,8 a 3,7 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 3,1 M(m³) distribuiti (erano 3,2 nel 2019), al terzo posto si trova Liquigas, anch'essa con una quota in discesa dal 9,6% all'8,7%, poco sopra a quella di Eni.

Nel 2020, comunque, le prime dieci posizioni della classifica delle imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale non sono cambiate rispetto all'anno precedente.

Una minore concentrazione, ma anche qui in lieve aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine, Liquigas con il 18,5%, Eni con il 10,3% e Sarda Reti Gas con l'8,8%) hanno distribuito il 37,6% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Medea e Butan Gas) il 49,4%. Nel 2019 la quota dei primi tre operatori (gli stessi) era del 36,6%, mentre quella dei primi cinque (ancora le stesse imprese) era pari al 48,5%.

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 (2019) è pari a 2,84 c€/S(m³), con una lievissima riduzione (-0,9%) rispetto ai 2,86 c€/S(m³) riscontrati per il 2018.

Nel marzo 2019 l'Autorità ha approvato³³ 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). La nuova regolazione attua il regolamento (UE) 460/2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea (Codice TAR). In tale ottica si è passati dalla metodologia "a matrice", adottata nel 2001, a quella della "distanza (percorsa)³⁴ ponderata per la capacità

³³ Delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

³⁴ Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

(impegnata)", prevista dal Codice TAR. Poiché quest'ultimo 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 nazionale³⁵ ed è stata prevista un'unica distinzione, a seconda che il punto di uscita disti più o meno di 15 chilometri 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), questi 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 2021 sono state approvate nel mese di maggio 2020.

TAV. 3.45 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2021

Corrispettivo unitario variabile (*commodity*) (in €/S(m³))

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0036054
CV _{FC}	-0,0006006

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	3,507938	Tarvisio	1,434812
Gela	3,210650	Gorizia	1,349571
Passo Gries	1,429415	Melendugno	2,301847
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,148733	GNL Cavarzere	1,033312
GNL OLT Livorno	1,382094		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			0,506140
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,917327	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,909169
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,924355	Produzione Hub 4 – Falconara	1,074483
Produzione Hub 5 – Pineto	1,244518	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,422645
Produzione Hub 7 – Candela	1,633862	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	1,977181
Produzione Hub 9 – Crotone	2,466532	Produzione Hub 10 – Galliano	2,993030

(segue)

³⁵ Coincidenti con i sei ambiti tariffari della distribuzione del gas.

CP _U – CORRISPETTIVI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,726751	Passo Gries	3,127443
Gorizia	2,404017	Tarvisio	3,063218
Repubblica di San Marino	1,970370	Malendugno	4,037296
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,088979
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 km dalla rete nazionale	2,491150	Distanti più di 15 km dalla rete nazionale	2,648895

Corrispettivi per il servizio di misura (in €/anno/S(m³)/giorno)

CM	
CM ^T	0,093034
CM ^{CF}	0,670207

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio, è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CP_E per un'interruzione massima di 29 giorni, per il punto di entrata di Passo Gries, e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno-gas precedente a quello di inizio dell'interruzione.

Inoltre, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, sono applicate le seguenti componenti tariffarie aggiuntive³⁶:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del 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^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia 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^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema del gas;
- CRVST, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas.

³⁶ Art. 36, allegato A, della delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2021, la componente GS_T è pari³⁷ a 0,1135 c€/m³, la RE_T ammonta³⁸ a 1,5940 c€/m³, la UG_{3T} è pari³⁹ a 0,0270 c€/m³, la CRV^{FG} ammonta⁴⁰ a 0,0705 c€/m³, la CRV^{OS} è pari⁴¹ a 0,55 c€/m³, la CRV^{BL} ammonta⁴² a 0,02 c€/m³, mentre la CRV^{ST} è pari⁴³ a 0,35 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 2020-2023⁴⁴. 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*. Successivamente l'Autorità ha approvato⁴⁵ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2021, 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. 3.46).

TAV. 3.46 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2021

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{GS} (€/m ³ liquido/anno)	4,550638	25,525556	22,360614
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{RS} (€/m ³ liquido/anno)	0,125961	-	0,080446
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m ³ consegnato)	1,50%	0,64%	0,56%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{CP} (€/m ³ liquido/anno)	1,222730	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di <i>emission trading</i>	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	0,424240	0,188338	0,365113

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha stabilito⁴⁶ 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).

37 Art. 3 della delibera 29 dicembre 2020, 595/2020/R/gas.

38 Art. 3 della delibera 595/2020/R/gas.

39 Art. 3 della delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas.

40 Art. 3 della delibera 595/2020/R/gas.

41 Punto 3 della delibera 24 marzo 2020, 84/2020/R/gas.

42 Art. 3 della delibera 595/2020/R/gas.

43 Art. 3 della delibera 595/2020/R/gas.

44 Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

45 Delibera 23 giugno 2020, 229/2020/R/gas.

46 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

Nel dicembre 2019, inoltre, ha approvato⁴⁷ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2020. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2020-2021 (Tav. 3.47), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁸ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore delle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.47 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2020-31 marzo 2021

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/kWh/a	0,097687	0,212918
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/kWh/g/a	6,923429	18,970972
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/kWh/g/a	9,599890	23,397532

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

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 del gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST} , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio. Per il periodo dal 1° aprile 2020 al 31 marzo 2021 il corrispettivo C^{ST} è pari a 0,001171 €/S(m³)⁴⁹.

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 2019⁵⁰. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nella tavola 3.48 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio tra marzo e aprile del 2020 per l'anno termico 1° aprile 2020-31 marzo 2021.

TAV. 3.48 Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2020-31 marzo 2021 (capacità in M(m³) e prezzo in c€/kWh)

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	129.579	0,373534
Edison Stoccaggio	9.360	0,345689
TOTALE	138.939	0,371658

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

47 Delibera 17 dicembre 2019, 535/2019/R/gas.

48 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

49 Da sito internet Snam-Stogit.

50 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Rispetto all'anno precedente, si registra un aumento del 4% nella capacità conferita (interamente dovuto a Stogit) e un incremento di circa il 30% nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione); tali variazioni, così come la relativa rapidità nello svolgimento delle aste, testimoniano l'interesse degli operatori per il servizio, stimolato dal forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas nel periodo di svolgimento delle aste stesse, che è coinciso con il manifestarsi e il diffondersi della pandemia a livello internazionale.

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 di dicembre 2019⁵¹ ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) pari al 6,3% sia per l'attività di distribuzione, sia per quella di misura;
- 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.

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 sei 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) e 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.

51 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

TAV. 3.49 Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2021 (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 E SARDEGNA
τ_1 (dis)						
da G4 a G6	39,41	33,21	37,76	32,65	44,40	56,49
da G10 a G40	283,63	247,05	263,16	232,24	303,79	369,19
oltre G40	639,24	541,07	600,10	525,31	728,90	941,11
τ_1 (mis)						
da G4 a G6	26,67	23,45	23,28	24,31	28,95	26,80
da G10 a G40	188,01	170,36	158,41	169,03	194,37	171,64
oltre G40	422,92	372,34	360,42	381,53	465,48	436,55
τ_1 (cot)	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81

Fonte: ARERA.

TAV. 3.50 Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2021 (in c€/m³; 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	7,9438	6,0161	8,3191	10,344	14,3577	19,4757
481-1.560	7,2708	5,5064	7,6143	9,4677	13,1412	17,8256
1.561-5.000	7,3014	5,5296	7,6463	9,5075	13,1965	17,9006
5.001-80.000	5,4557	4,1317	5,7134	7,1041	9,8605	13,3755
80.001-200.000	2,7635	2,0929	2,8941	3,5985	4,9948	6,7752
200.000-1.000.000	1,3563	1,0271	1,4203	1,7661	2,4513	3,3251
Oltre 1.000.000	0,3773	0,2857	0,3951	0,4913	0,6819	0,9250

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2021 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 le quote fisse nel loro insieme sono diminuite mediamente di circa un punto percentuale, mentre le quote variabili sono cambiate nella stessa misura in direzione opposta.

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2021):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi del gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁵³;

52 Delibera 29 dicembre 2020, 596/2020/R/gas.

53 *Idem*.

- UG_{1r} , a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e di eventuali conguagli ($0,0339 \text{ c€/m}^3$ fino a $200.000 \text{ S(m}^3\text{)/anno}$, $0,0171 \text{ c€/m}^3$ oltre tale soglia)⁵⁴;
- UG_{2cr} , di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁵⁵;
- UG_{2kr} , 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 $0,2220 \text{ c€/m}^3$ ai clienti con consumi fino a $200.000 \text{ S(m}^3\text{)/anno}$ e in misura pari a $0,4700 \text{ c€/m}^3$ ai clienti con consumi superiori alla soglia suddetta⁵⁶);
- UG_{3INT} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità ($0,0833 \text{ c€/m}^3$)⁵⁷;
- UG_{3UIR} , 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 ($0,1461 \text{ c€/m}^3$)⁵⁸;
- UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto ($0,0270 \text{ c€/m}^3$)⁵⁹;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati ($0,1336 \text{ c€/m}^3$ fino a $200.000 \text{ S(m}^3\text{)/anno}$, $0,0624 \text{ c€/m}^3$ oltre tale soglia)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 ($1,7236 \text{ c€/m}^3$ fino a $200.000 \text{ S(m}^3\text{)/anno}$, $0,9352 \text{ c€/m}^3$ oltre tale soglia)⁶¹.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2020 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di $33,9 \text{ c€/m}^3$ (Tav. 3.51). È un valore quasi coincidente con il minimo dell'ultimo decennio, registrato nel 2016. Tale prezzo nel 2019 era pari a $39,2 \text{ c€/m}^3$. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia nell'ultimo anno presenta una diminuzione di $5,3 \text{ c€/m}^3$, equivalente al 13,5%. La diminuzione, che riflette i forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso in seguito alla pandemia di Covid-19, coinvolge tutte le classi di consumo e per un ammontare abbastanza simile; ciò fa sì che il differenziale di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi mantenga lo stesso livello riscontrato nel 2019 (41 c€/m^3).

Tale differenziale discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno

54 Delibera 595/2020/R/com.

55 La componente UG_{2c} è costituita da una quota fissa, pari a $-26,13 \text{ €/cliente/anno}$, e da una quota variabile (c€/m^3) differenziata per scaglioni di consumo, i cui valori sono stati definiti con la delibera 29 dicembre 2020, 603/2020/R/gas.

56 Delibera 603/2019/R/gas.

57 Delibera 578/2019/R/gas.

58 *Idem*.

59 *Idem*.

60 Delibera 595/2020/R/com.

61 *Idem*.

presente. Inoltre, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. Ovviamente, dati i diversi livelli di prezzo, la diminuzione dell'ultimo anno ha un'incidenza percentuale diversa tra varie classi, che cresce uniformemente passando dal -8,4% dei clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³/anno) al -24,4% di quelli più grandi (oltre 20 milioni di m³/anno).

TAV. 3.51 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³ e classi di consumo annuo in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inferiore a 5.000	52,6	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1
Tra 5.000 e 50.000	43,9	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7
Tra 50.000 e 200.000	41,1	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3
Tra 200.000 e 2.000.000	34,6	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000	30,7	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9
Superiore a 20.000.000	33,1	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9
TOTALE	39,3	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 3.52 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2020 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 di consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato (57,9 c€/m³), mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi complessivi più bassi (rispettivamente 22,6 e 17,4 c€/m³). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

TAV. 3.52 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2020 (in c€/m³ e classi di consumo annuo 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	58,2	44,1	37,7	28,1	-	-	57,9
Condominio uso domestico	50,5	44,9	41,0	33,9	43,0	-	44,2
Attività di servizio pubblico	59,2	44,8	36,5	28,4	23,4	17,5	33,1
Commercio e servizi	57,5	42,8	36,7	29,2	24,1	21,4	39,1
Industria	57,5	43,4	36,0	26,4	21,6	16,9	22,6
Generazione elettrica	53,7	35,9	30,0	25,3	22,2	16,9	17,4
TOTALE	58,1	43,7	37,3	27,3	21,9	16,9	33,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.53 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato nel 2020 (in c€/m³ e classi di consumo annuo in m³)*

CLIENTI PER MERCATO E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inferiore a 5.000 m³										
Servizio di tutela	52,5	60,1	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0
Mercato libero	53,6	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0
Differenziale	2,1%	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%
Tra 5.000 e 50.000 m³										
Servizio di tutela	43,1	48,2	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6
Mercato libero	44,9	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1
Differenziale	4,0%	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%
Tra 50.000 e 200.000 m³										
Servizio di tutela	42,6	48,1	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7
Mercato libero	40,6	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3
Differenziale	-4,7%	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 3.53 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini), 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 gli anni dell'ultimo decennio e la classe dimensionale (consumi fino a 200.000 m³/anno).

Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni del decennio il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela. Nel 2020 il divario si è ampliato sensibilmente rispetto all'anno precedente, salendo al 22%, per effetto della diversa evoluzione dei due mercati: mentre nel servizio di tutela vi è stato un calo di prezzo del 16%, nel mercato libero la diminuzione si è limitata al 5%; ciò è facilmente riconducibile al fatto che il libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura più ridotta sui clienti finali il forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso. A riprova di ciò, vi è il fatto che il divario riscontrato per il 2020 ha un ordine di grandezza prossimo al 2016, ovvero l'altro anno in cui vi sono stati i prezzi più bassi del decennio (come evidenziato in precedenza).

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, ma da un lato vi è un anno in cui ciò non si verifica (il 2013), dall'altro il divario è più contenuto, presentando il suo valore massimo (pari al 13%) nel 2016. Anche in questa classe nel 2020 il divario si è ampliato rispetto all'anno precedente, raggiungendo un valore (11%) di entità simile a quella del 2016. Ciò conferma quanto sopra evidenziato circa la maggiore presenza, nel mercato libero, di formule contrattuali a prezzo bloccato che filtrano i cali dei mercati all'ingrosso, anche se, rispetto alla classe precedente, si registra una maggiore reattività, dal momento che le variazioni dell'ultimo anno nei due mercati si presentano più omogenee tra loro (-19% nel servizio di tutela, -13% nel mercato libero).

Infine, per quanto riguarda i clienti più grandi (consumi tra 50.000 e 200.000 m³/anno, quasi esclusivamente condomini), si registra un'alternanza tra periodi in cui risulta più economico l'uno e l'altro mercato, con una netta parità in termini di numero di anni (5 anni ciascuno), e una lieve prevalenza dell'economicità del libero,

considerando l'insieme dei divari di tutto il decennio. Occorre evidenziare che si tratta di una classe dimensionale marginale per i consumi di tipo domestico (meno del 2% del loro totale).

Ovviamente le differenze di prezzo tra i due mercati possono risentire anche di fattori diversi da quelli sopra descritti. È opportuno considerare, infatti, quanto già evidenziato nel sottoparagrafo relativo al mercato libero, in particolare sulla 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.).

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 di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita lievemente, passando dall'1,83% all'1,96% dell'intero paniere.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" 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 3,77% del 2020 al 4,08% di quest'anno.

TAV. 3.54 Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

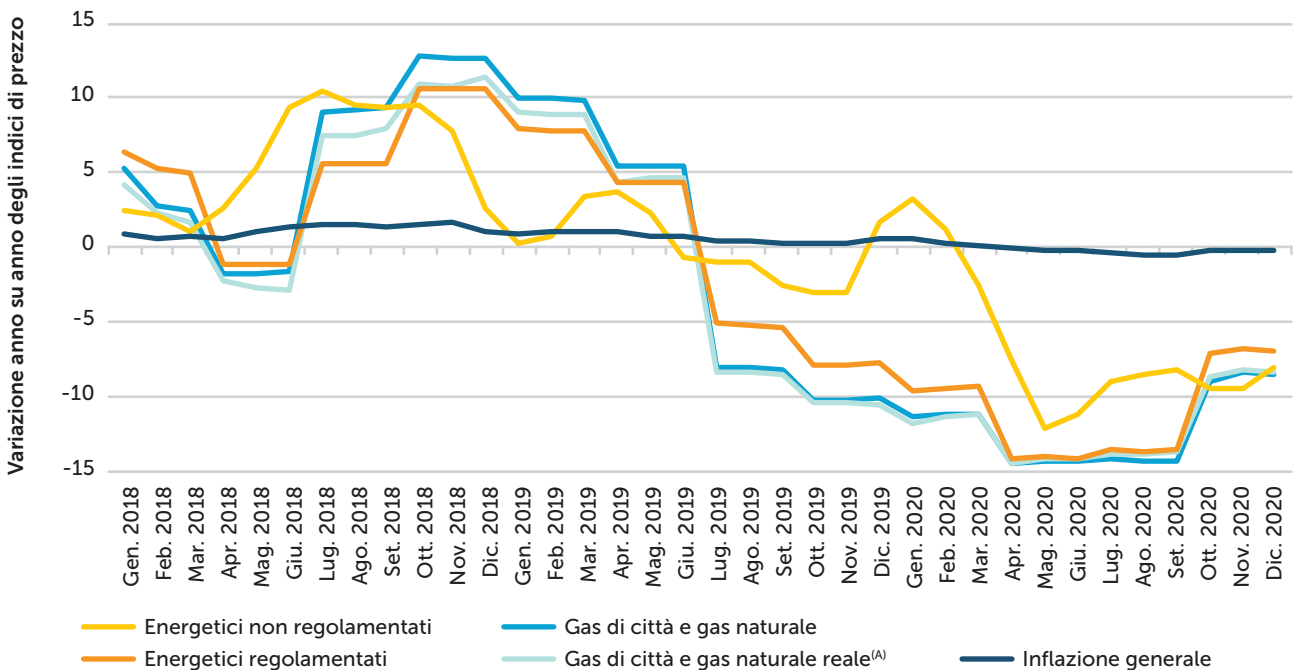
MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE
Gennaio	95,3	-11,3%	102,9	1,4%	92,6	-12,6%
Febbraio	95,5	-11,2%	102,8	1,3%	92,9	-12,3%
Marzo	95,6	-11,2%	102,9	1,1%	92,9	-12,1%
Aprile	83,7	-14,5%	103,0	1,1%	81,3	-15,4%
Maggio	83,7	-14,3%	102,8	0,6%	81,4	-14,8%
Giugno	83,6	-14,4%	102,9	0,5%	81,2	-14,8%
Luglio	78,6	-14,2%	102,7	0,0%	76,5	-14,2%
Agosto	78,5	-14,3%	103,0	-0,1%	76,2	-14,2%
Settembre	78,5	-14,3%	102,3	-0,3%	76,7	-14,0%
Ottobre	86,0	-9,0%	102,5	-0,1%	83,9	-8,9%
Novembre	86,6	-8,5%	102,4	0,0%	84,6	-8,5%
Dicembre	86,6	-8,6%	102,6	0,3%	84,4	-8,8%
ANNO 2020	86,0	-12,1%	102,7	0,5%	83,7	-12,6%

(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 di città e gas naturale" dal luglio 2019 è negativo. In media d'anno, nel 2020 il prezzo del gas risulta diminuito del 12,1% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.54). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dello 0,5%, la diminuzione in termini reali è pari al 12,6%.

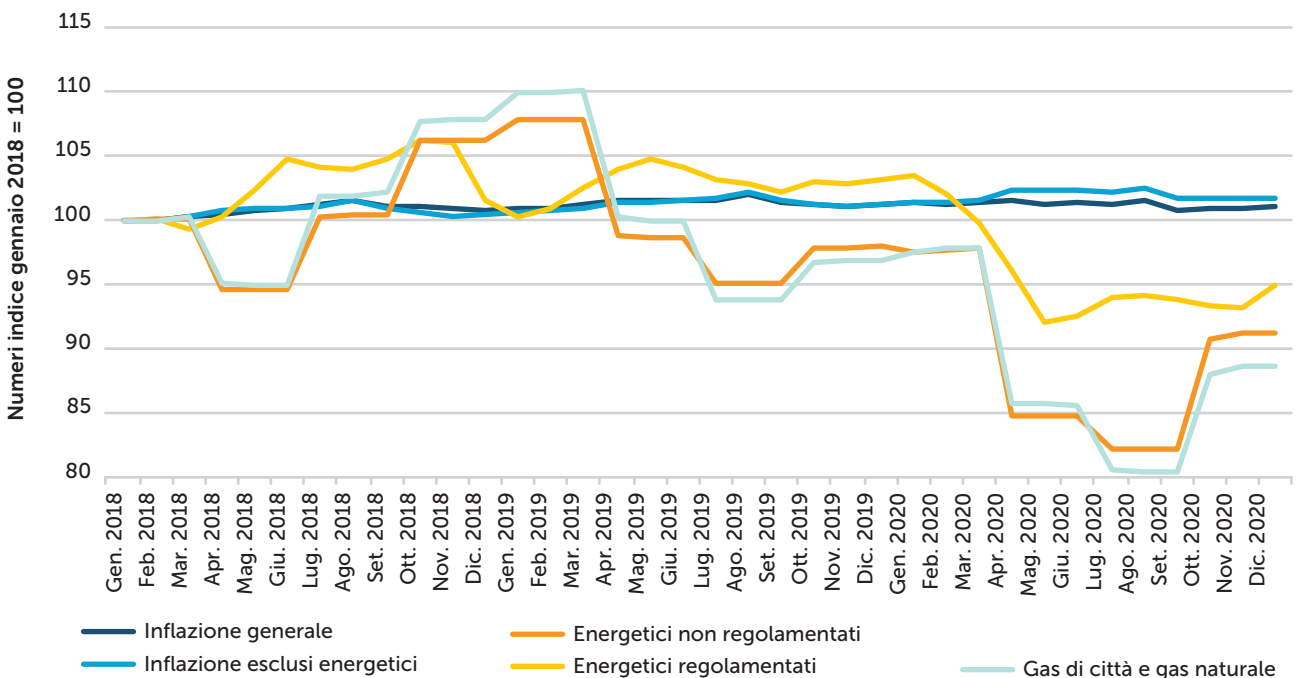
FIG. 3.20 *Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni*



(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. 3.21 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni*

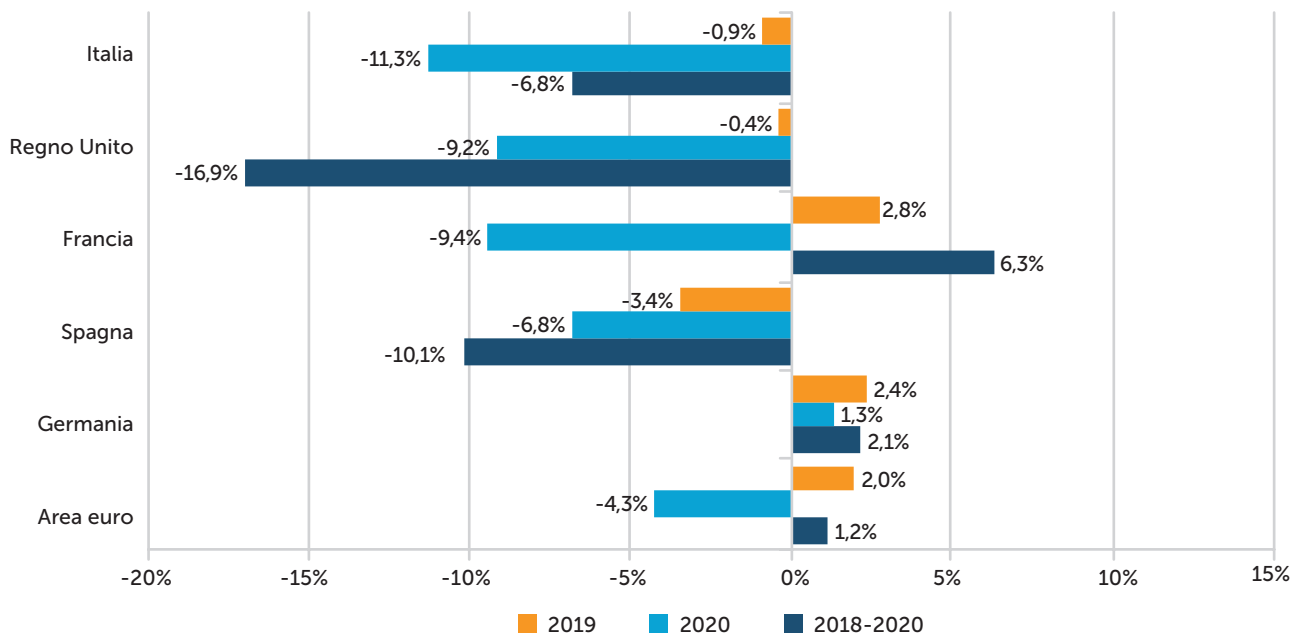


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

L'evoluzione dell'indice dei prezzi del gas è prossima a quella che si registra per i beni energetici regolamentati, i quali, a partire dalla seconda metà del 2018, mostrano oscillazioni più marcate di quelle dei beni energetici non regolamentati (Fig. 3.20). Il livello dell'indice del gas a fine 2020 è inferiore di 11,4 punti percentuali rispetto a gennaio 2017 (ma nei mesi centrali del 2020 il decremento ha sfiorato il 20%, come rappresentato nella figura 3.21), ed è altresì inferiore di circa il 25% rispetto al massimo storico di gennaio 2013.

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. 3.22). Quest'analisi mostra come nel 2020 il gas abbia registrato in Italia una diminuzione (-11,3%) più marcata della media dell'Area euro (-4,3%) e di due dei suoi principali paesi (Francia, -9,4%, e Spagna, -6,8%), mentre la Germania presenta addirittura una variazione di segno opposto, seppure contenuta (+1,3%); fuori dall'Area euro, il Regno Unito presenta una dinamica prossima a quelle di Italia e Francia (-10%). Considerando le variazioni di prezzo complessive degli ultimi tre anni, l'Italia subisce una diminuzione (-6,8%) inferiore solo a quella della Spagna (-10,1%), mentre, all'opposto, registrano aumenti la Francia (+6,3%) e, in misura più contenuta, la Germania (+2,1%) e la media dell'Area euro (+1,2%); all'infuori dei confini di quest'ultima, si riscontra una rilevante diminuzione nel Regno Unito (-16,9%).

FIG. 3.22 *Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei: variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2018-2020*



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. 3.23). 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

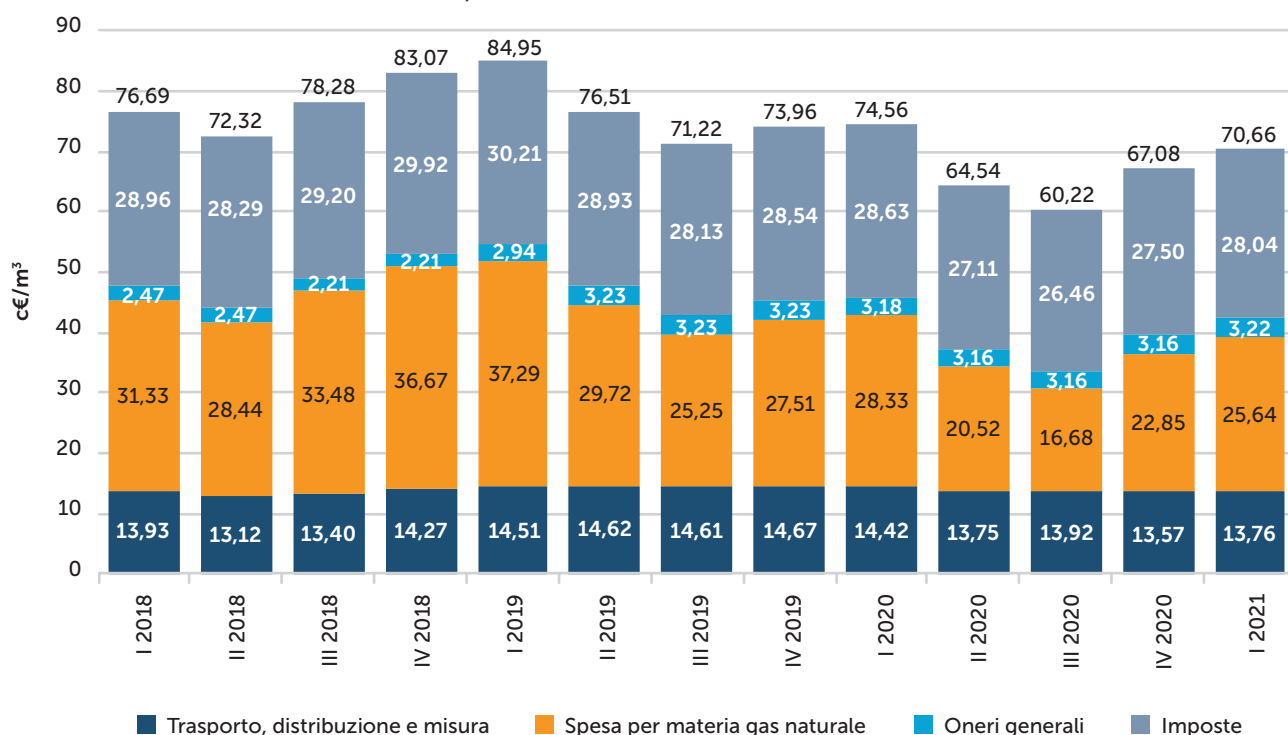
⁶² Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, 138/03, e attualmente disciplinate dall'allegato A (TIVG) alla delibera 29 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ 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 tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuativamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³.

Nel secondo trimestre 2013 è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento di tale componente il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, come risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁶³.

FIG. 3.23 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³)



Fonte: ARERA.

Con il quarto trimestre del 2013, il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas.

Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo

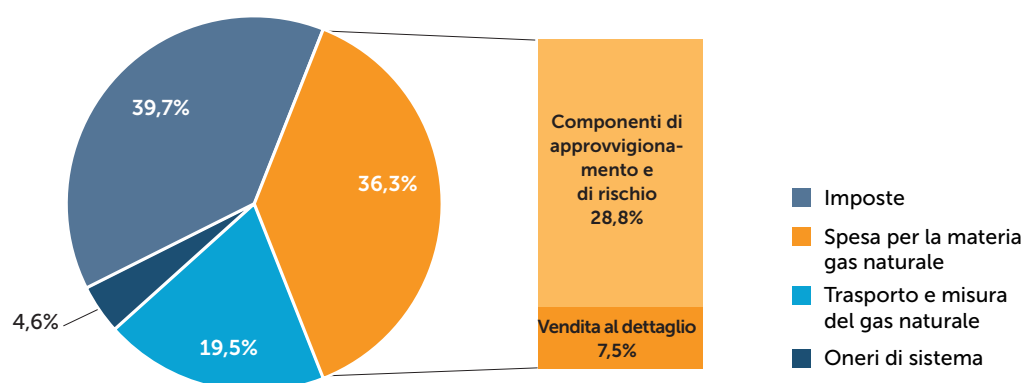
⁶³ Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "Cresci Italia"), come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, l'Autorità, con la delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia 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).

momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati *spot*. Tale andamento si è protratto sino al primo trimestre 2016 e ha originato, a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)⁶⁴, una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo.

Dalla metà del 2016 è iniziata una nuova fase che, al netto delle oscillazioni di tipo stagionale, è caratterizzata da una tendenza di fondo crescente. In virtù di questa nuova tendenza al rialzo, nel primo trimestre del 2019 si è giunti a un massimo di circa 85 c€/m³, che risulta superiore al minimo del secondo trimestre 2016 in misura pari al 22,4%.

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 del 2020, nel quale il prezzo complessivo è tornato su valori di quindici anni prima (circa 60 c€/m³). Nell'ultimo trimestre del 2020 e nel primo del 2021 si sono verificati i consueti rialzi della stagione invernale.

FIG. 3.24 *Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2021^(A)*



(A) Famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³.

Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2021 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ di gas e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.24) è costituito per il 60,3% da componenti a copertura dei costi e per il restante 39,7% 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 36,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 19,5%, mentre gli oneri di sistema⁶⁵ (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza, interventi per risparmio energetico e sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 4,6%.

64 Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese TTF (delibera 125/2013/R/gas).

65 La classificazione 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).

La tavola 3.55 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore al 1° gennaio 2021. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.55 Imposte sul gas a gennaio 2021 (c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA)

IMPOSTE	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI			
	FASCIA DI CONSUMO ANNUO	< 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	0,62490
Calabria		1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA (%)		10	10	22	22	10^(C)	10^(C)

(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 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) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del 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 2011⁶⁶ 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 tale componente all'inizio di ogni mese 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 disposto⁶⁷ che il valore di tale elemento venga 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)⁶⁸. 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 2015⁶⁹, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁷⁰.

66 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

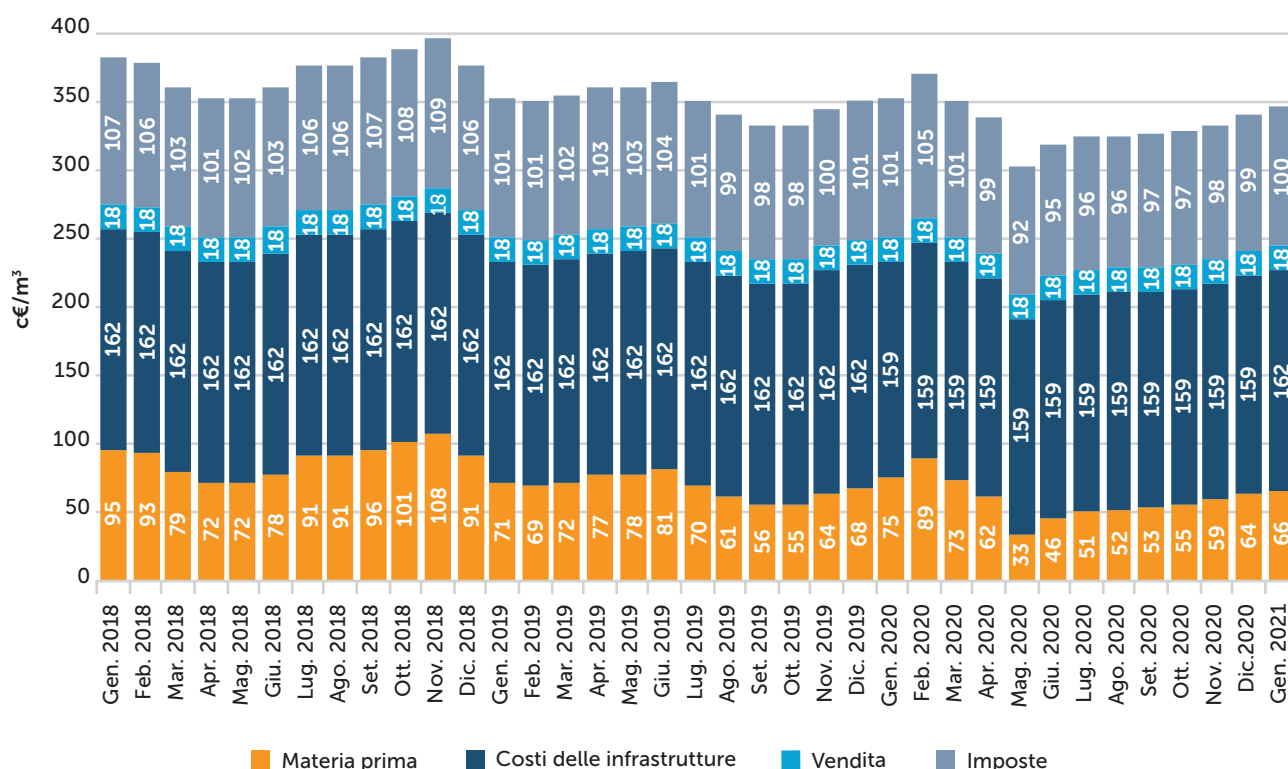
67 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

68 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

69 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

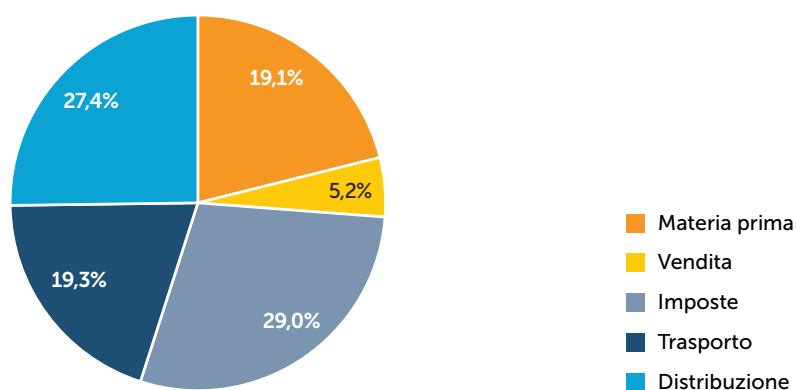
70 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

FIG. 3.25 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (famiglia con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

FIG. 3.26 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo al 1° gennaio 2021 (famiglia con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.25. 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 nella prima metà dell'anno scorso, nel corso della quale si è passati dal valore massimo dell'ultimo triennio, pari a 89 c€/m³ registrati a febbraio 2020, al minimo di soli 33 c€/m³ del successivo mese di maggio, in concomitanza con il completo dispiegarsi della prima ondata pandemica, mentre nei mesi seguenti vi è stata una progressiva risalita verso i valori degli anni precedenti.

La figura 3.26 mostra la composizione del prezzo corrisposto dal cliente tipo per la fornitura di GPL al 1° gennaio 2021. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 346 c€/m³ e risulta

costituito per il 71% da componenti a copertura dei costi e per il restante 29% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 19,1%, la commercializzazione al dettaglio per il 5,2%, la distribuzione su rete locale per il 27,4%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,3%.

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, recante la Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RQTG).

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno 2020. Nello specifico, gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.56 alla 3.63.

TAV. 3.56 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2020

RETE	KM
Estensione della rete al 31 dicembre 2019	34.929,9
Estensione della rete al 31 dicembre 2020	34.987,6
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	34.971,5
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione non invasiva	11.570,3
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.543,2
Percentuale di rete ispezionata con "pig" ^(A)	4,4%

(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. 3.57 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2020

RETE	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	18.892,3
di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	13.929,4
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	18.881,9
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione non invasiva	3.230,1
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(A)	116,8

(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. 3.58 Protezione catodica delle reti nel 2020

RETE	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.819,3
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	66,5
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.895,8
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,8%

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2020

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.429
Sistemi non telesorvegliati	33
PERCENTUALE DI SISTEMI TELESORVEGLIATI	99,0%
Punti di misura telesorvegliati	15.719
Punti di misura non telesorvegliati	23.250

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60 Impianti di odorizzazione nel 2020

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31 DICEMBRE 2020	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.667
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o similare	2.313
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	1.009
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	173
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	17

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.61 Emergenze di servizio nel 2020

CAUSE	NUMERO DI EMERGENZE DI SERVIZIO
Per causa di forza maggiore	2
Per causa di terzi	2
Per causa dell'impresa di trasporto	5
Mancata copertura del fabbisogno di gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	9
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	9

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.62 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio nel 2020

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	233
Adesioni delle imprese distributrici	147
TOTALE ADESIONI	380

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.63 Dispersioni localizzate nel 2020

DISPERSIONI	NUMERO
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	13
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	2
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	15
Volume complessivo (m³ standard)	115.727

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.64 alla 3.67 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 (PdR) e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TAV. 3.64 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2020

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	25	14	12
Numero di utenti coinvolti	54	350	313
Numero di <i>city gate</i> coinvolti	13	13	5
Durata media (ore)	12	19	26
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	10	8	7

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.65 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2020

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	247
Adesioni delle imprese distributrici	153
TOTALE ADESIONI	400

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.66 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2020 (PdR con capacità conferita indicata in $S(m^3)/giorno$)

PDR ATTIVI AL 31 DICEMBRE 2020	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 50.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 50.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 50.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 50.000
Relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	205	111	0	78
Relativi a city gate	532	235	0	232

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.67 Casi di mancato rispetto nel 2020 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

CASISTICA	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	0
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	0
City gate	0
TOTALE	0

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. 3.68).

TAV. 3.68 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2020

PRESTAZIONE ^(A)	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	1,0	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40	173	32,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2	225	0,3	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5	21	1,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10	64	2,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15	1.012	1,5	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20	1	18	0
TOTALE	-	1.497	-	0

(A) Tra parentesi sono indicati gli articoli della RQTG.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.69 Malfunzionamento degli applicativi informatici nel 2020

TIPO DI MALFUNZIONAMENTO	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI CASI	DURATA MEDIA DEL MALFUNZIONAMENTO (ORE)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Breve	Inferiori a 6 ore	45	2,3	0
Lungo	Tra 6 e 36 ore	2	6,0	0
Lunghissimo	Superiori a 36 ore	0	-	0

Fonte: ARERA su dichiarazione delle imprese di trasporto.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

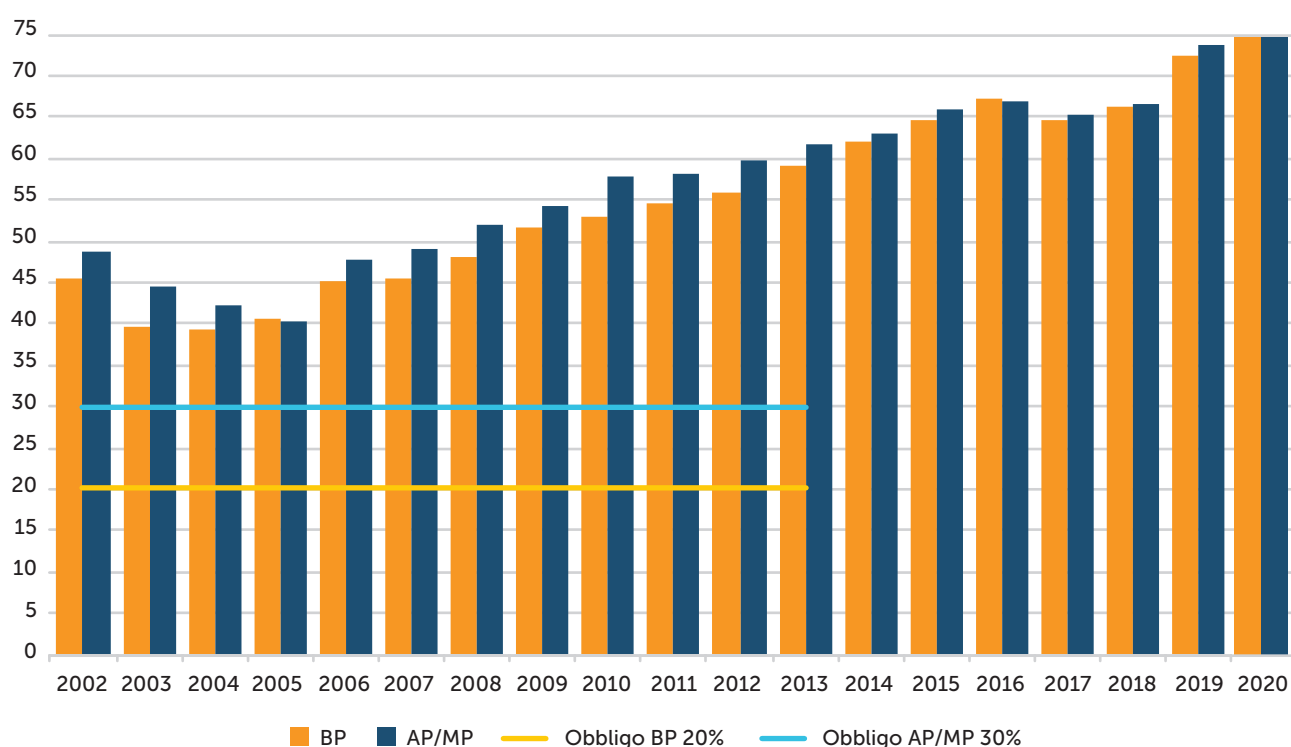
La parte I del Testo unico della Regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)⁷¹ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, 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.

⁷¹ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 (laddove possibile), altri con riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.27 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 2020 si registra un aumento rispetto al 2019 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. 3.27 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

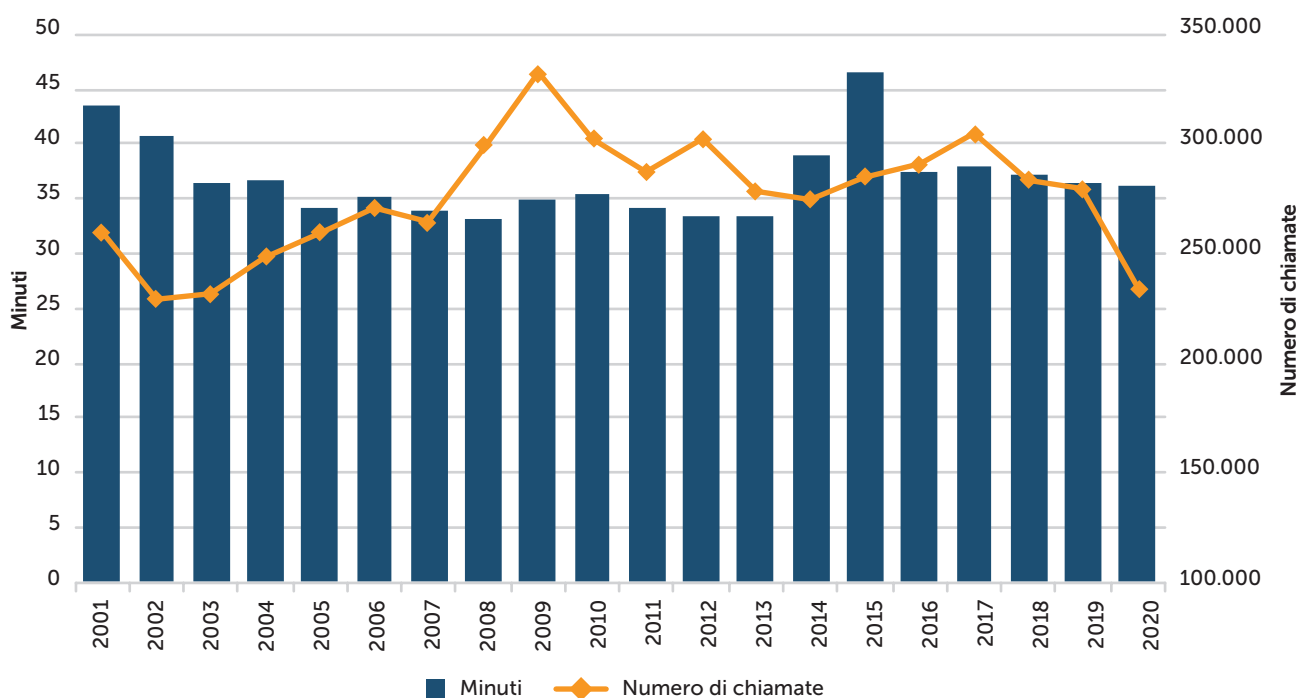
Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.28 rappresenta il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2020. Il valore medio nazionale è pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2019. L'obbligo prevede una percentuale minima 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 del 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 pronto intervento del 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. 3.28 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Le tavole 3.70 e 3.71 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2019 e 2020, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione 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, comprende le dispersioni di massima pericolosità che richiedono una riparazione immediata, o comunque entro le 24 ore successive all'ora della loro localizzazione.

TAV. 3.70 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	494	541	1.180	1.160	3.375
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	515	456	697	943	2.611
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.009	371	1.295	6.773	10.448
Su gruppo di misura	1.677	31	76	544	2.328
TOTALE ANNO 2019^(A)	4.695	1.399	3.248	9.420	18.762
Su rete	672	597	1.119	1.843	4.231
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	28.524	34.607
Su gruppo di misura	602	17	113	643	1.375
TOTALE ANNO 2020	4.255	3.093	4.776	33.059	45.183

(A) I valori del 2019 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.71 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.304	302	370	675	2.651
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.223	705	592	1.057	4.577
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	21.106	4.764	3.855	31.773	61.498
Su gruppo di misura	8.184	1.505	1.463	10.429	21.581
TOTALE ANNO 2019^(A)	32.817	7.276	6.280	43.934	90.307
Su rete	1.083	380	319	711	2.493
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.094	657	582	990	4.323
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	15.892	4.170	3.430	27.044	50.536
Su gruppo di misura	5.481	997	1.080	7.763	15.321
TOTALE ANNO 2020	24.550	6.204	5.411	36.508	72.673

(A) I valori del 2019 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2019 al 2020:

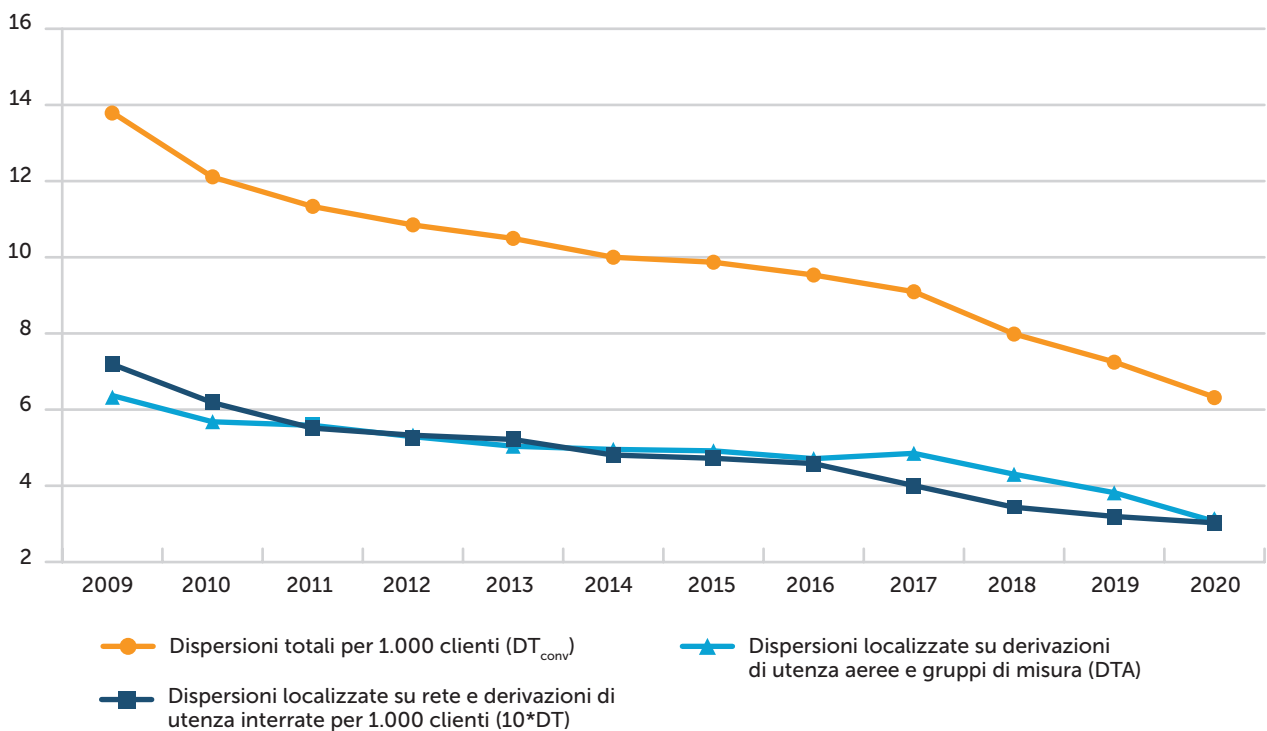
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti aumentano da 18.762 a 45.183; crescono le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (da 5.986 nel 2019 a 9.201 nel 2020) e le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 12.776 nel 2019 a 35.982 nel 2020);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi diminuiscono, passando da 90.307 a 72.673; in particolare, sono calate le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose (da

7.228 dispersioni nel 2019 a 6.816 nel 2020); si registra, inoltre, una diminuzione per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (da 83.079 nel 2019 a 65.857 nel 2020);

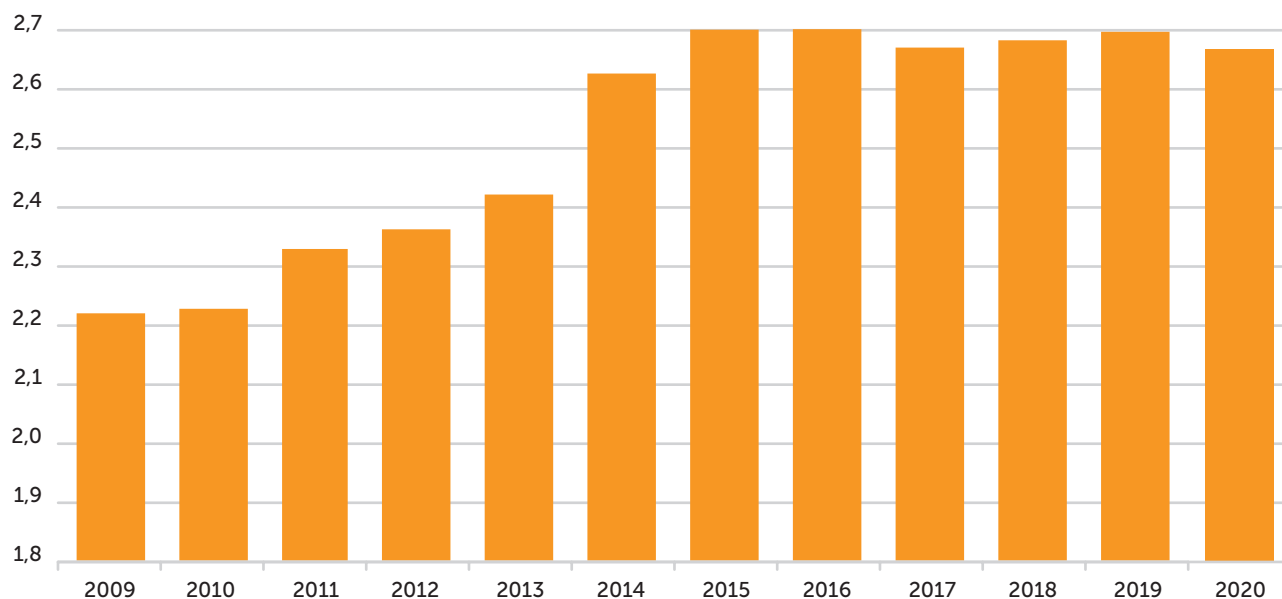
- disaggregando il dato relativo a queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono diminuite (da 61.498 nel 2019 a 50.536 nel 2020); anche quelle relative ai gruppi di misura sono calate (da 21.581 nel 2019 a 15.321 nel 2020).

Il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti, e per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante, evidenzia (Fig. 3.29) una diminuzione sia per le dispersioni localizzate su rete interrata ($10*DT$), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Il DT_{conv} è in costante diminuzione.

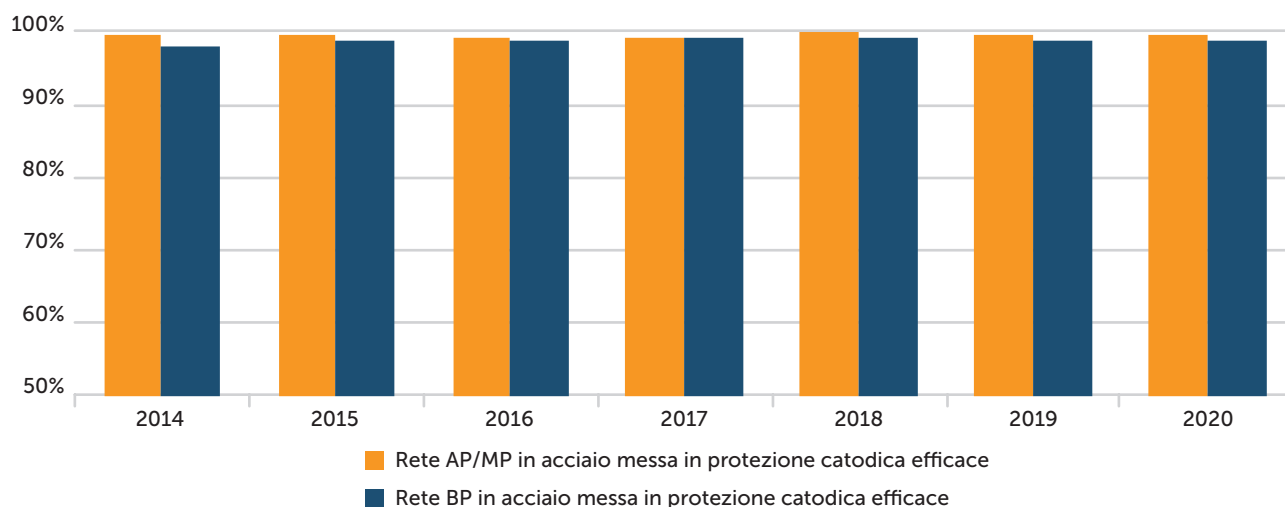
FIG. 3.29 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.30 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.31 Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La figura 3.30 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Nel 2020 le misure diminuiscono lievemente.

Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli sulla qualità del gas. Parallelamente, opera un meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato 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.

La figura 3.31 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/ media e bassa pressione.

Passando alle *performance* delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2020, le tavole dalla 3.72 alla 3.76 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 3.72 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 pari, rispettivamente, a 10,39 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,14 per le chiamate a valle del punto di consegna.

TAV. 3.72 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2020

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	6.754.362	67.442	9,98	7.122	1,05	74.564
2i Rete Gas	4.313.216	48.210	11,18	3.084	0,72	51.294
Inrete Distribuzione Energia	1.144.369	12.378	10,82	1.618	1,41	13.996
Unareti	1.118.529	10.407	9,30	1.466	1,31	11.873
Toscana Energia	796.666	10.400	13,05	1.277	1,60	11.677
Ireti	717.628	6.895	9,61	386	0,54	7.281
Centria	419.355	3.729	8,89	778	1,86	4.507
Ap Reti Gas	344.256	2.961	8,60	411	1,19	3.372
AcegasApsAmga	288.332	1.773	6,15	658	2,28	2.431
Retipiù	286.022	2.913	10,18	380	1,33	3.293
Erogasmet	277.787	3.241	11,67	323	1,16	3.564
LD Reti	265.372	3.489	13,15	845	3,18	4.334
Lereti	262.193	1.892	7,22	346	1,32	2.238
AP Reti Gas Nord-Est	188.019	1.505	8,00	274	1,46	1.779
Adrigas	174.717	1.629	9,32	296	1,69	1.925
AMG Energia	159.906	2.725	17,04	232	1,45	2.957
Novareti	159.126	626	3,93	287	1,80	913
Megareti	156.052	2.224	14,25	355	2,27	2.579
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.657	2.200	14,51	357	2,35	2.557
GEI Gestione Energetica Impianti	150.104	1.270	8,46	132	0,88	1.402
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	130.362	1.331	10,21	210	1,61	1.541
Azienda Municipale del Gas	125.120	1.502	12,00	220	1,76	1.722
AS Retigas	121.108	1.354	11,18	53	0,44	1.407
Edma Reti Gas	117.435	1.428	12,16	136	1,16	1.564
Società Impianti Metano	113.060	1.082	9,57	101	0,89	1.183
TOTALE	18.734.753	194.606	10,39	21.347	1,14	215.953

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.73 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. 3.73 Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2017-2020 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2018-2020 (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	34.924	90.395	258,8	26.211	55.612	212,2
2i Rete Gas	37.378	93.319	249,7	27.915	63.685	228,1
Inrete Distribuzione Energia	5.638	12.882	228,5	8.942	13.164	147,2
Unareti	4.994	12.940	259,1	1.485	3.519	236,9
Toscana Energia	4.659	10.637	228,3	3.225	6.090	188,8
Ireti	4.259	14.705	345,3	3.492	9.784	280,2
Centria	3.206	12.625	393,8	2.764	8.213	297,1
AP Reti Gas	4.428	14.768	333,5	2.448	6.254	255,4
AcegasApsAmga	2.322	9.288	400,0	800	2.399	300,0
Retipiù	2.155	8.321	386,1	680	1.949	286,5
Erogasmet	2.324	9.296	400,0	1.315	3.943	299,9
LD Reti	2.271	8.254	363,5	1.031	2.920	283,4
Lereti	1.975	7.746	392,1	542	1.595	294,3
AP Reti Gas Nord-Est	1.786	7.091	397,2	621	1.838	295,8
Adrigas	1.285	2.734	212,8	1.455	2.084	143,2
AMG Energia	587	1.771	301,5	337	875	259,8
Novareti	1.582	1.616	102,2	798	813	101,8
Megareti	1.120	4.362	389,3	480	1.401	292,2
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.461	5.326	364,5	1.202	3.171	263,8
GEI Gestione Energetica Impianti	1.833	7.167	391,0	759	2.180	287,2
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.329	3.691	277,7	487	1.136	233,4
Azienda Municipale del Gas	485	1.926	397,3	135	406	301,1
AS Retigas	1.021	1.453	142,3	1.168	1.230	105,3
Edma Reti Gas	634	2.536	400,0	665	1.996	300,0
Società Impianti Metano	1.067	4.270	400,0	586	1.757	300,0
TOTALE	124.724	349.120	279,9	89.542	198.016	221,1

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.74 riporta il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2020.

TAV. 3.74 Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2020 (lunghezza delle reti in km)

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DI DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	62.000	59.293	27.650	0,47	21.114	0,36
2i Rete Gas	66.253	45.684	2.967	0,06	14.300	0,31
Inrete Distribuzione Energia	14.562	7.866	1.716	0,22	5.589	0,71
Unareti	6.512	4.585	1.827	0,40	4.656	1,02
Toscana Energia	7.973	7.391	5.497	0,74	2.560	0,35
Ireti	7.790	7.773	1.145	0,15	2.973	0,38
Centria	6.036	5.990	123	0,02	835	0,14
AP Reti Gas	6.973	5.323	70	0,01	999	0,19
AcegasAapsAmga	3.165	3.150	288	0,09	712	0,23
Retipiù	2.848	2.774	29	0,01	877	0,32
Erogasmet	3.788	3.722	61	0,02	946	0,25
LD Reti	3.310	3.308	42	0,01	893	0,27
Lereti	2.530	2.522	137	0,05	464	0,18
AP Reti Gas Nord-Est	2.416	2.334	352	0,15	258	0,11
Adrigas	2.747	1.336	10	0,01	434	0,32
AMG Energia	927	666	-	-	1.013	1,52
Novareti	2.428	2.417	49	0,02	151	0,06
Megareti	1.612	1.564	109	0,07	514	0,33
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.687	2.487	50	0,02	698	0,28
GEI Gestione Energetica Impianti	2.608	2.488	5	0,00	484	0,19
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.824	1.218	80	0,07	365	0,30
Azienda Municipale del Gas	637	623	6	0,01	292	0,47
AS Retigas	2.203	696	9	0,01	435	0,63
Edma Reti Gas	1.302	1.300	37	0,03	427	0,33
Società Impianti Metano	1.669	1.660	42	0,03	418	0,25
TOTALE	216.802	178.170	42.301	0,24	62.407	0,35

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.75 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2020, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.75 Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2020 (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	17.502	17.292	209	98,8
2i Rete Gas	21.684	21.684	-	100,0
Inrete Distribuzione Energia	8.112	8.112	-	100,0
Unareti	1.292	1.292	-	100,0
Toscana Energia	2.486	2.486	-	100,0
Ireti	3.044	3.044	-	100,0
Centria	2.275	2.275	-	100,0
AP Reti Gas	2.242	2.242	-	100,0
AcegasApsAmga	679	679	-	100,0
Retipiù	627	604	22	96,4
Erogasmet	1.158	1.158	-	100,0
LD Reti	947	947	-	100,0
Lereti	540	540	-	100,0
AP Reti Gas Nord-Est	372	372	-	100,0
Adrigas	1.414	1.414	-	100,0
AMG Energia	318	318	-	100,0
Novareti	715	715	-	100,0
Megareti	459	459	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.045	1.045	-	100,0
GEI Gestione Energetica Impianti	722	722	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	440	440	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	135	135	-	100,0
AS Retigas	1.127	1.127	-	100,0
Edma Reti Gas	550	550	-	100,0
Società Impianti Metano	565	565,2	-	100,0
TOTALE	70.450	70.218	231	99,7

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.76 presenta, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2020, con riferimento alla rete in bassa pressione.

TAV. 3.76 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2020 (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	24.547	24.046	501	98,0
2i Rete Gas	30.144	30.143	1	100,0
Inrete Distribuzione Energia	4.325	4.317	9	99,8
Unareti	1.906	1.891	15	99,2
Toscana Energia	3.485	3.467	18	99,5
Ireti	3.051	3.023	28	99,1
Centria	2.498	2.498	-	100,0
AP Reti Gas	4.273	4.273	-	100,0
AcegasApsAmga	1.667	1.650	18	98,9
Retipiù	2.036	1.966	70	96,6
Erogasmet	2.337	2.337	-	100,0
LD Reti	1.958	1.953	4	99,8
Lereti	1.880	1.871	9	99,5
AP Reti Gas Nord-Est	637	637	-	100,0
Adrigas	1.277	1.277	-	100,0
AMG Energia	14	14	-	100,0
Novareti	1.480	1.480	-	100,0
Megareti	774	764	10	98,8
Infrastrutture Distribuzione Gas	574	574	-	100,0
GEI Gestione Energetica Impianti	1.780	1.780	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.184	1.184	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	416	411	5	98,9
AS Retigas	947	947	-	100,0
Edma Reti Gas	546	545	-	100,0
Società Impianti Metano	1.011	1.011	-	100,0
TOTALE	94.746	94.058	688	99,3

Fonte: ARERA su dichiarazioni 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 3.77 e 3.78 illustrano l'implementazione di gas naturale, da parte delle imprese distributrici, dei sistemi di monitoraggio della pressione nelle reti di distribuzione esercite in bassa pressione.

TAV. 3.77 Ubicazione al 31 dicembre 2020 dei punti attivi dotati di strumenti per la misurazione e la registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

UBICAZIONE	NUMERO
Rete parte interrata	757
Rete parte aerea	15
Derivazione utenza parte interrata	42
Derivazione utenza parte aerea	842
Gruppo di misura	71
Altro	31
TOTALE	1.758

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.78 Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2020

	NUMERO
Strumenti installati	1.133
Strumenti messi in servizio	1.059

Fonte: ARERA su dichiarazioni 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, 185/05, e 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 acces-

sibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso in cui 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 2019-2020 risultavano installati 351 gascromatografi, di cui 278 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 31 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 32 da giacimenti di gas naturale, 3 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

Le tavole seguenti 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 2020 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, vengono riportati i numeri 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, la tavola 3.79 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la tavola 3.80 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.82 presenta gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.83 illustra gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Nella tavola 3.81 sono, invece, riportati i dati relativi alle verifiche eseguite dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati con accertamento positivo effettuato nell'anno solare 2019.

TAV. 3.79 Accertamenti effettuati nel 2020 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	103.792	1.621	24	1.884
> 35 kW e ≤ 350 kW	14.540	254	4	277
> 350 kW	452	13	1	16
TOTALE	118.784	1.888	29	2.177

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.80 *Accertamenti effettuati nel 2020 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	16.768	349	6	269
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.974	55	1	53
> 350 kW	179	1	3	4
TOTALE	19.921	405	10	326

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.81 *Verifiche eseguite nel 2020 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati con accertamento positivo nel 2019*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2019	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2019	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	121.549	15	21.392	7
> 35 kW e ≤ 350 kW	18.354	2	2.922	1
> 350 kW	640	0	178	0
TOTALE	140.543	17	24.492	8

Fonte: ARERA su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.82 *Accertamenti nel 2020 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	98.652	1.697	2	1.918
Media	16.000	120	27	174
Piccola	4.132	71	0	85
TOTALE	118.784	1.888	29	2.177

(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. 3.83 *Accertamenti nel 2020 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	16.008	341	2	251
Media	3.555	46	6	65
Piccola	358	18	2	10
TOTALE	19.921	405	10	326

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ 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

Le tavole 3.84 e 3.85 danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati nel 2020, ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, da parte delle imprese di trasporto del gas naturale; si riportano 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 sono relativi solo agli impianti di utenza nuovi e sono suddivisi per potenza termica degli impianti.

TAV. 3.84 *Accertamenti effettuati nel 2020 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	5	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	1	0	0	0
> 350 kW	4	0	0	0
TOTALE	10	0	0	0

Fonte: ARERA su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.85 *Accertamenti effettuati nel 2020 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	1	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	2	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 3.86 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 2020 registra una diminuzione, rispetto al 2019, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia degli indennizzi automatici effettivamente pagati. Nel 2020, a fronte di 15.099 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 12.363 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 0,6 milioni di euro.

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.

TAV. 3.86 *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

(segue)

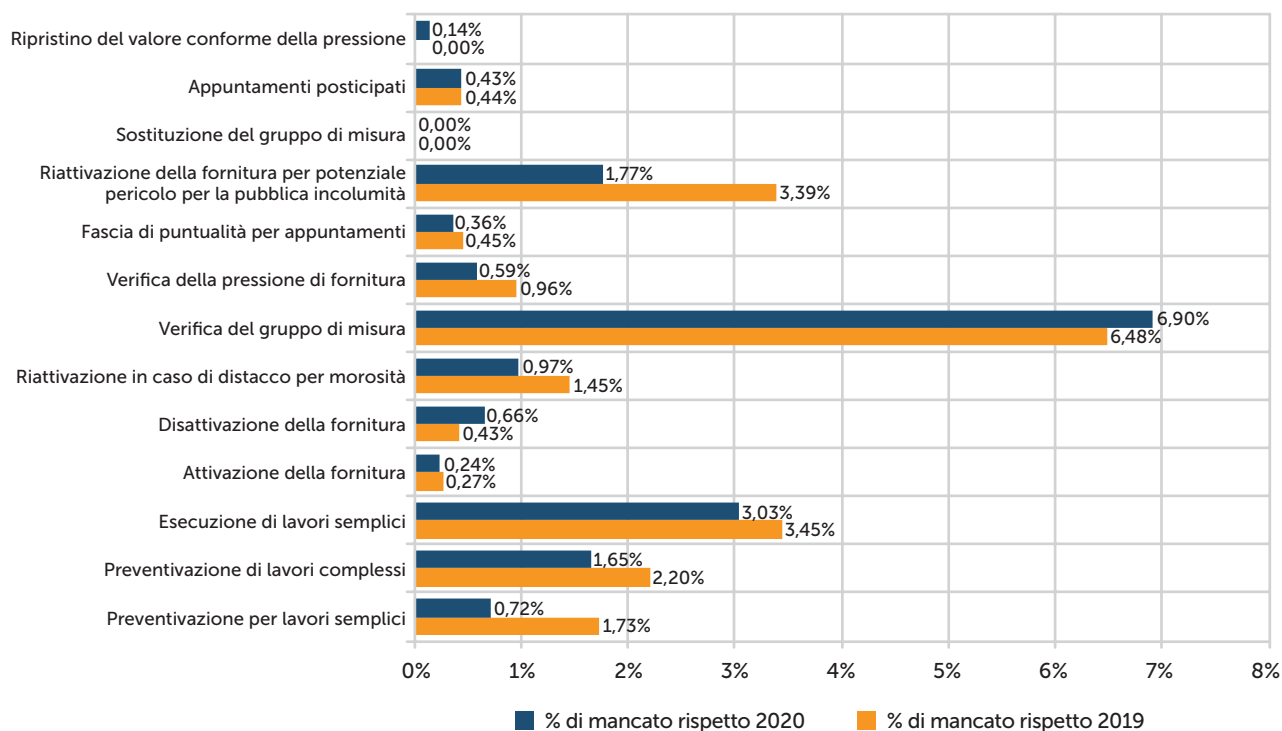
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO AUTOMATICO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014 ^(A)	21.358	21.151
2015	31.222	32.585
2016	33.084	36.644
2017	32.220	29.528
2018	24.108	26.756
2019	21.934	25.069
2020	15.099	12.363

(A) A partire dal 2014 i valori tengono conto delle rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

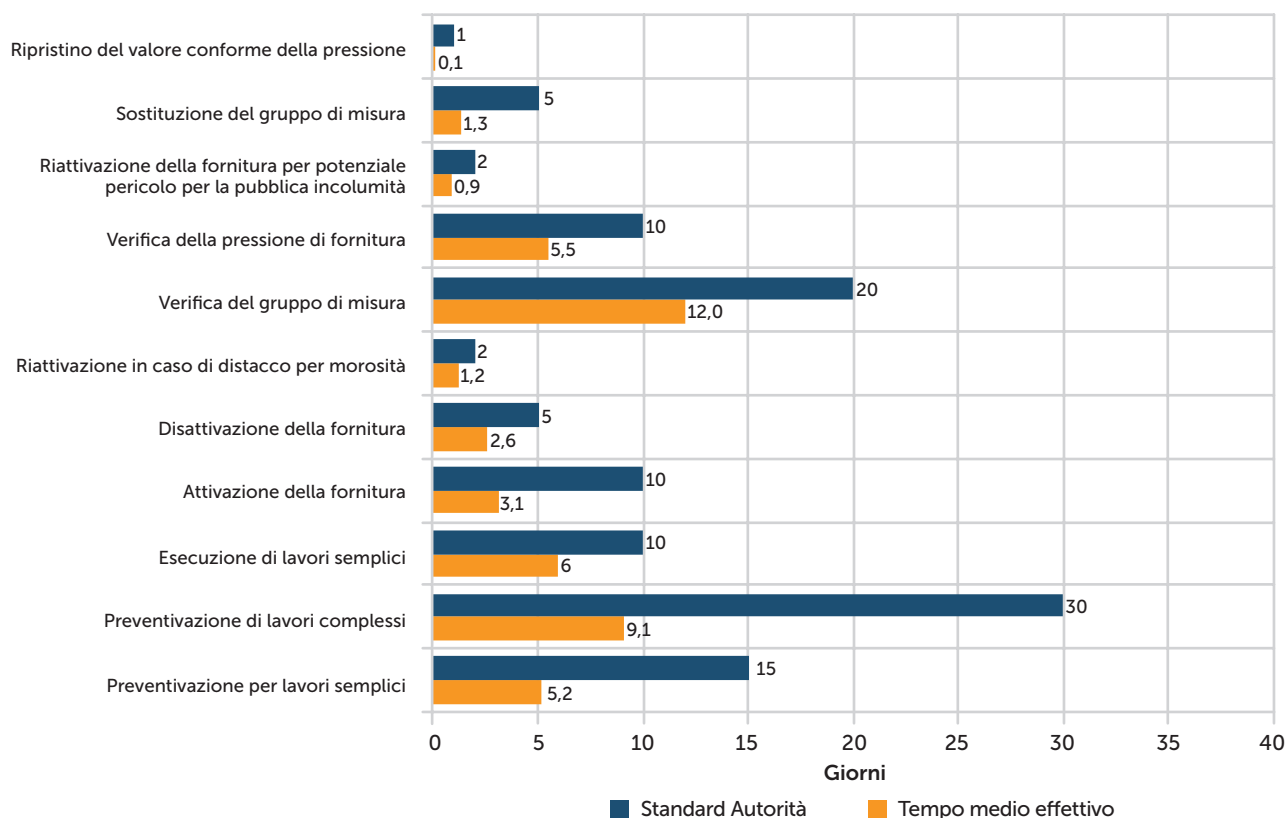
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.32) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura, si osserva che nel 2020 la percentuale di mancato rispetto è diminuita rispetto all'anno precedente, con l'eccezione delle prestazioni: disattivazione della fornitura, verifica del gruppo di misura e ripristino del valore conforme della pressione. La prestazione per la quale sono più numerose le richieste è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati; segue l'attivazione della fornitura.

FIG. 3.32 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

FIG. 3.33 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 (anno 2020)



Fonte: ARERA su dichiarazioni 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, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2020 (Fig. 3.33) è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

La tavola 3.87 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 2019 e 2020.

TAV. 3.87 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 2019 ^(A)			ANNO 2020		
		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	178.727	6,0	3.187	144.874	5,2	1.051
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.036	10,0	61	4.662	9,1	46
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	111.135	6,0	3.385	96.990	6,0	2.420
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	638.807	3,1	1.877	545.715	3,1	821
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	467.793	2,5	2.289	450.087	2,6	1.522

(segue)

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2019 ^(A)			ANNO 2020		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	175.289	1,2	2.548	111.498	1,2	831
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.620	12,8	167	1.722	12,0	158
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	128	5,6	2	153	5,5	5
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.627.534	-	8.534	1.428.788	-	4.048
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	22.140	1,2	909	19.260	0,9	355
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.767	1,0	0	2.606	1,3	5
Appuntamenti posticipati	2 ore	215.978	-	1.163	170.010	-	602
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	73	-	0	16	0,1	0
TOTALE	-	3.449.027	-	24.122	2.976.381	-	11.864

(A) I valori del 2019 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Il numero complessivo di prestazioni complessivamente diminuisce rispetto al 2019. Quella che si riduce in modo significativo è la fascia di puntualità per appuntamenti, pur rimanendo la prestazione più numerosa: da sola, infatti, rappresenta il 48% del totale delle prestazioni erogate; segue, con il 18%, l'attivazione della fornitura.

Anche il numero di indennizzi corrisposti nel 2020 è in diminuzione rispetto al 2019. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati; seguono gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per l'esecuzione di lavori semplici, pari a 10 giorni lavorativi.

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 3.88.

TAV. 3.88 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 2020

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	8.006	129	7.980,00	3,2
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	33.573	506	35.879,50	3,8
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	7.479	55	4.755,00	7,4
TOTALE	-	49.058	690	48.614,50	-

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁷² ha stabilito una serie di regole e di indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali, che tutte le società di vendita di energia elettrica e di gas naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo “Qualità commerciale del servizio di vendita” del Capitolo 2 relativo al settore elettrico, per i clienti finali del settore del gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale.

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 rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard o oltre.

Dall'analisi basata sui dati comunicati dai 367 venditori per il settore del gas, i tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione eseguite si attestano rispettivamente a 14,82 e 27,24 giorni solari, largamente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione risultano essere largamente inferiori allo standard generale, ovvero, nel complesso, di 7,79 giorni solari (Tav. 3.89).

Per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, invece, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi di rettifica effettivi risultano essere nel complesso di 32,1 giorni solari. Va rilevato, comunque, che il numero di rettifiche di fatturazione è estremamente contenuto (849 casi).

⁷² Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 3.89 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2020 (in giorni solari)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	14,82
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	27,24
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	32,10
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95	7,79

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.90 Numero di reclami nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTI	2019	2020
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	49.372	35.019
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	641	470
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	118.881	111.223
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.215	907
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	305	339
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	16.630	13.042
Multi-sito gas	10.884	11.004
TOTALE	197.928	172.004

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Nell'insieme, per il 2020 le imprese di vendita che servono i mercati tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto 172.004 reclami scritti, in decremento rispetto all'anno precedente (-13%); l'85,02% dei reclami è pervenuto dai clienti domestici (Tav. 3.90). Nel complesso, i reclami riferiti al mercato libero rappresentano il 72,96% del totale dei reclami presentati; a seguire, il 20,63% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale del 6,4% è riconducibile ai clienti multi-sito gas.

Per quanto riguarda le richieste di informazione (Tav. 3.91), nel 2020, il totale delle richieste è stato 121.054, dato in aumento del 10,8% rispetto all'anno precedente; il 65,97% del valore complessivo ha riguardato i clienti domestici del mercato libero, il 18,80% i clienti domestici del mercato tutelato e il 7,85% i clienti con usi diversi del mercato libero. Complessivamente, il 75,04% delle richieste ha riguardato i clienti del mercato libero.

TAV. 3.91 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTI	2019	2020
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	23.931	22.758
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	512	388
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	64.218	79.863
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.071	1.331
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	196	136
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	12.042	9.507
Multi-sito gas	5.967	7.071
TOTALE	107.937	121.054

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione ammontano in totale a 16.487 (Tav. 3.92), in diminuzione rispetto all'anno precedente (-14,68%); significative risultano le rettifiche richieste dai clienti domestici (84,70%), sia del mercato tutelato sia del mercato libero (rispettivamente, 49,87% e 34,83%).

TAV. 3.92 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTI	2019	2020
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	8.763	5.743
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	58	30
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	7.476	8.222
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	186	114
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	12	12
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.771	1.395
Multi-sito gas	969	971
TOTALE	19.325	16.487

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.93 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTI	2019	2020
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	176	50
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	7	2
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.753	684
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	16	2
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	7	2
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	162	65
Multi-sito gas	135	44
TOTALE	2.256	849

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione è in netta diminuzione rispetto all'anno precedente (-62,36%) e ha interessato, nel 2020, un numero contenuto di clienti (849), nell'80,56% dei casi clienti domestici del mercato libero (Tav. 3.93).

Nel 2020, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore del gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 17.027 (Tav. 3.94); di questi, l'89,06% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti.

Il segmento di mercato che registra il più alto numero di indennizzi, nel complesso, è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 58,80%.

TAV. 3.94 Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2020 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	3.512	380	65	3.957
Condomini con uso domestico	95	6	1	102
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	8.905	670	454	10.029
Condomini con uso domestico	81	4	3	88
Attività di servizio pubblico	39	2	0	41
Usi diversi	1.420	80	42	1.542
Multi-sito gas	1.119	117	32	1.268
TOTALE	15.171	1.259	597	17.027

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.95 Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2020 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	160.025	15.400	3.675	179.100
Condomini con uso domestico	4.000	250	75	4.325
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	389.810	28.850	25.295	443.955
Condomini con uso domestico	3.405	200	200	3.805
Attività di servizio pubblico	1.765	75	0	1.840
Usi diversi	66.250	3.750	2.375	72.375
Multi-sito gas	49.095	4.425	1.700	55.220
TOTALE	674.350	52.950	33.320	760.620

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Nel 2020 sono stati erogati indennizzi per i clienti del settore del gas per un ammontare complessivo di oltre 760.000 euro (Tav. 3.95). Analogamente a quanto accaduto per il settore elettrico (si veda il Capitolo 2), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il maggior numero (89,09%) è stato erogato per il mancato rispetto degli standard relativi ai reclami scritti.

Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello afferente ai clienti domestici del mercato libero (58,90%); a seguire, i clienti del mercato tutelato (23,23%). I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 92,02% del totale degli indennizzi.

Dal 1° gennaio 2018 è obbligatoria per le aziende di vendita la classificazione per argomenti dei reclami. Per quanto riguarda il settore del gas, i principali argomenti oggetti di reclamo di responsabilità delle aziende sono stati, nel 54,4% dei casi, problemi inerenti alla 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 14,3%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 7,7% i reclami riguardano morosità e sospensione; nel 7,59% dei casi, hanno riguardato problemi relativi al 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 effettivamente nel contratto e applicate. Infine, i reclami hanno avuto a oggetto per il 6,89% dei casi la misura, per il 3,59% connessioni/lavori e qualità tecnica, per l'1,97% la qualità commerciale, per lo 0,64% il bonus sociale e per il 2,84% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2020 i clienti con contratti *dual fuel* sono stati 1.282.619; tali clienti hanno inviato 32.314 reclami scritti e 29.564 richieste di informazione. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.474 e 128 (Tav. 3.96).

Complessivamente, nel 2020 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 2.382 (Tav. 3.97).

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici (Tav. 3.98), il maggior numero è derivato dal mancato rispetto dei tempi di risposta per le rettifiche di fatturazione; seguono i reclami scritti e le rettifiche di doppia fatturazione. Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 99.935 euro.

Il 96,7% dei casi di mancato rispetto degli standard per i tempi di risposta ai reclami scritti è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, il 2,6% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi (come, per esempio, il distributore) e lo 0,7% a cause di forza maggiore.

Gli argomenti più frequenti che hanno generato reclami di responsabilità delle aziende di vendita hanno riguardato: per il 47,81% dei casi la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura-

ra, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 10,78% 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 nel contratto e di fatto applicate; nel 10,78% dei casi le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro). I reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 7,43%, quelli relativi alla misura il 6,99%. Nel 2,87% dei casi i reclami hanno riguardato connessioni, lavori e qualità tecnica, nel 3,4% la qualità commerciale, nell'1,3% il bonus sociale e nel 2,18% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti.

TAV. 3.96 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relativi a clienti dual fuel*

ISTANZA	2019	2020
Reclami	31.760	32.314
Richieste di informazione	54.333	29.564
Rettifiche di fatturazione	2.983	2.474
Rettifiche di doppia fatturazione	155	128

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.97 *Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici nel 2020*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	NUMERO
Risposta ai reclami	1.957
Rettifiche di fatturazione	319
Rettifiche di doppia fatturazione	106
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	2.382

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.98 *Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel nel 2020 (in euro)*

MOTIVAZIONE	IMPORTO
Risposta ai reclami	83.060
Rettifiche di fatturazione	10.775
Rettifiche di doppia fatturazione	6.100
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	99.935

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

CAPITOLO

4

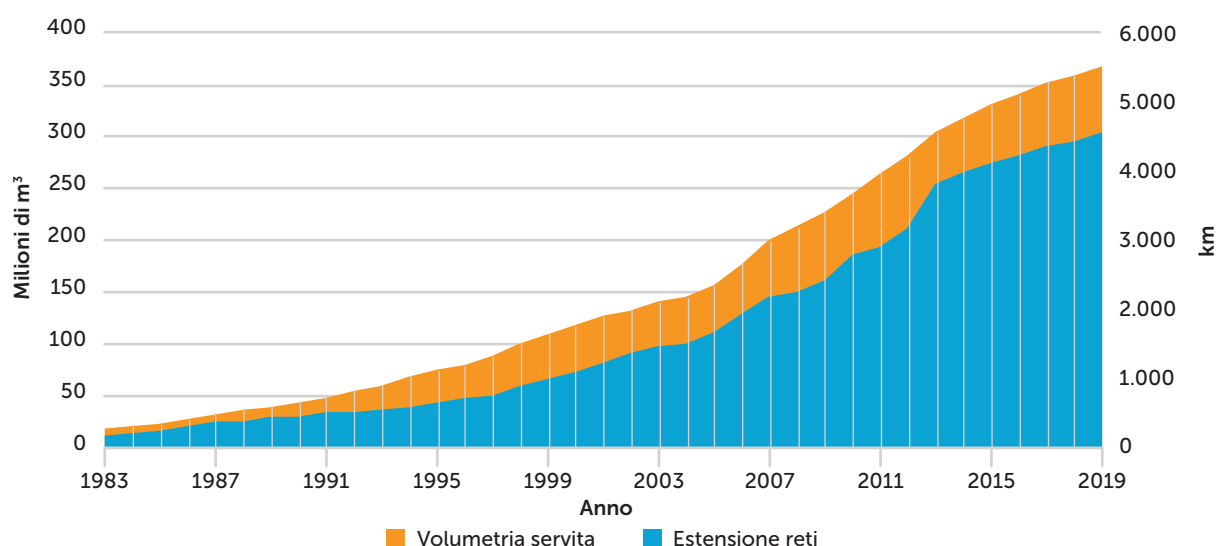
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici e/o di disponibilità di fonti energetiche i sistemi di teleriscaldamento sono molto diffusi 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 2019 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 6,2%, passando da 117,3 a 365,8 milioni di metri cubi; nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.551 km nel 2019.

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 2020.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2019, pari a 126 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti (198 km annui del periodo 2011-2019). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 2,4% rispetto a una media del 4,6% del periodo 2011-2019.

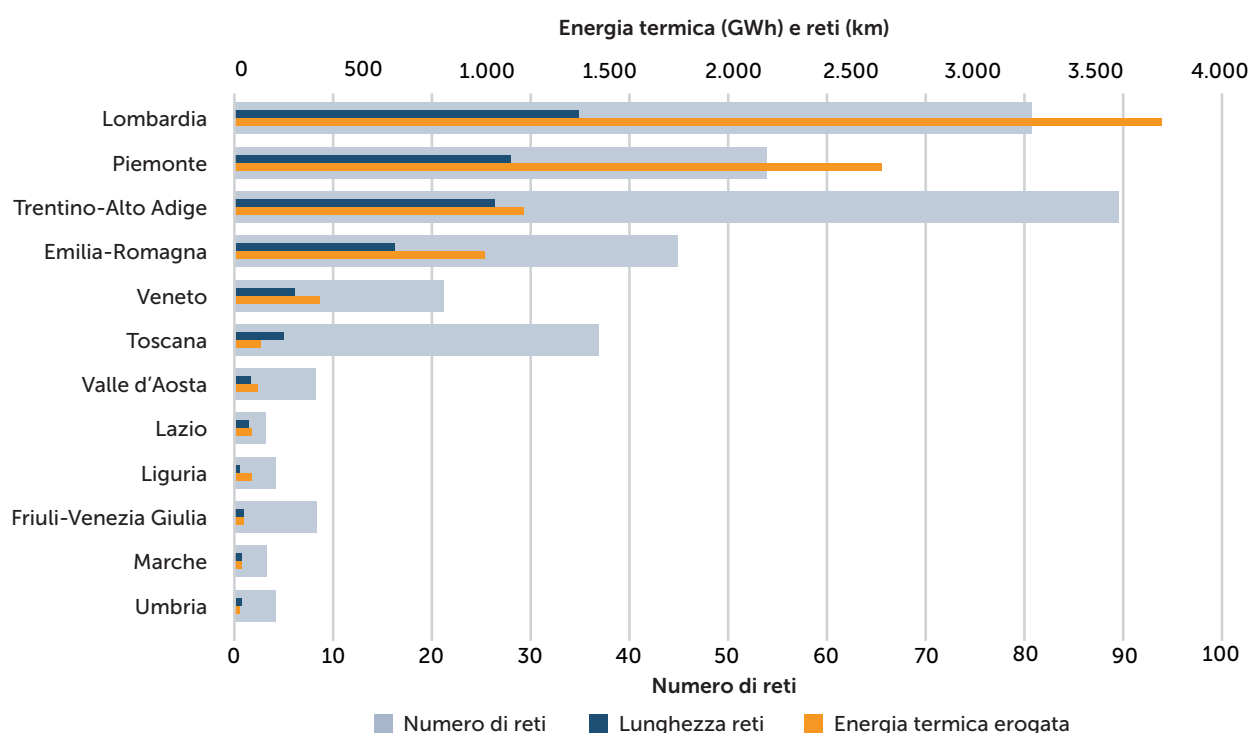
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici (molti Comuni in queste aree appartengono alle fasce climatiche E e F caratterizzate da un maggior fabbisogno di riscaldamento) e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Le cinque Regioni del Nord – Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto – rappresentano, da sole, oltre il 95% dell'energia termica erogata; si evidenzia, inoltre, una certa eterogeneità nella

¹ Associazione italiana riscaldamento urbano.

dimensione e nella distribuzione delle reti: in Piemonte, per esempio, un numero di reti limitato (in particolare quella della città metropolitana di Torino, la più estesa d'Italia) distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle numerose reti in Trentino-Alto Adige (in particolare nella Provincia autonoma di Bolzano), che sono spesso realizzate in valli montane e hanno piccole dimensioni (Fig. 4.2).

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2019 (numero di reti, estensione in km ed energia termica erogata in GWh)



Fonte: ARERA, anagrafiche e raccolte dati.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2019 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.211 GWh termici, 6.476 GWh elettrici e 130 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al 2018 il calore erogato all'utenza è leggermente calato (-1,0%), mentre si è ridotta in modo più consistente la fornitura di energia frigorifera: -6,8%. Solo l'elettricità prodotta dalle centrali al servizio di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale ha registrato una, seppur modesta, crescita (2,0%).

TAV. 4.1 Produzione di energia termica nel 2019 (in GWh)

VETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	VARIAZIONE RISPETTO AL 2018
Energia termica	11.211	9.194	-1,0%
Energia elettrica	6.476	6.065	2,0%
Energia frigorifera	130	122	-6,8%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2020.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si conferma anche nel 2019 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 69,4% del consumo energetico complessivo, nonostante la crescita delle fonti energetiche rinnovabili, ormai giunta al 25% circa del totale. Un contributo significativo è fornito in particolare dai rifiuti urbani residui (15,1%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, con il 10%). 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 2019		ANNO 2018		ANNO 2009	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.319.031	69,4%	1.328.325	70,3%	1.032.854	74,3%
RUR	287.476	15,1%	268.342	14,2%	109.525	7,9%
Bioenergie ^(A)	188.823	9,9%	181.301	9,6%	71.615	5,2%
Carbone	47.825	2,5%	47.728	2,5%	48.534	3,5%
Gasolio e olio combustibile	2.351	0,1%	2.471	0,1%	42.107	3,0%
Geotermia	25.239	1,3%	26.391	1,4%	10.905	0,8%
Recupero da processo industriale	5.086	0,3%	4.581	0,2%	2.090	0,2%
Sole	91	0,0%	82	0,0%	-	0,0%
Energia primaria fossile del SEN ^(B)	25.945	1,4%	31.029	1,6%	71.974	5,2%
TOTALE fossili	1.409.553	75,0%	1.456.425	76,0%	540.807	97,0%
TOTALE rinnovabili	480.697	25,0%	468.898	24,0%	15.824	3,0%
TOTALE	1.890.251	100%	1.925.323	100%	556.631	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 2020.

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 67,6% (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2019 (in GWh)*

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.879,8	1.697,8	7.577,6	67,6%
Produzione semplice	2.466,2	778,4	3.244,6	28,9%
Rinnovabili dirette	-	276,9	276,9	2,5%
Recupero	-	59,2	59,2	0,5%
Pompe di calore	-	52,3	52,3	0,5%
TOTALE	8.431,6	2.799,4	11.231,0	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2020.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie. Il motivo è che queste vengono utilizzate, in genere, solo per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva (guasti e manutenzione programmata di altri generatori).

TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2018		INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2019	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche	-	1.109	-	1.109
Impianti di cogenerazione ^(A)	815	946	815	948
Impianti termovalorizzazione RUR	-	562	-	562
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	381	-	391
Impianti di cogenerazione a bioenergie	90	255	91	256
Impianti a geotermia	-	134	-	156
Pompe di calore	-	45	-	49
Recupero da processo industriale	-	44	-	54
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.431	-	5.539
TOTALE	879	8.881	885	8.908

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2020.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso 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, la seconda l'assenza di investimenti e oneri di gestione e manutenzione di un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento). La tavola 4.5 seguente 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 2019 (in MW)

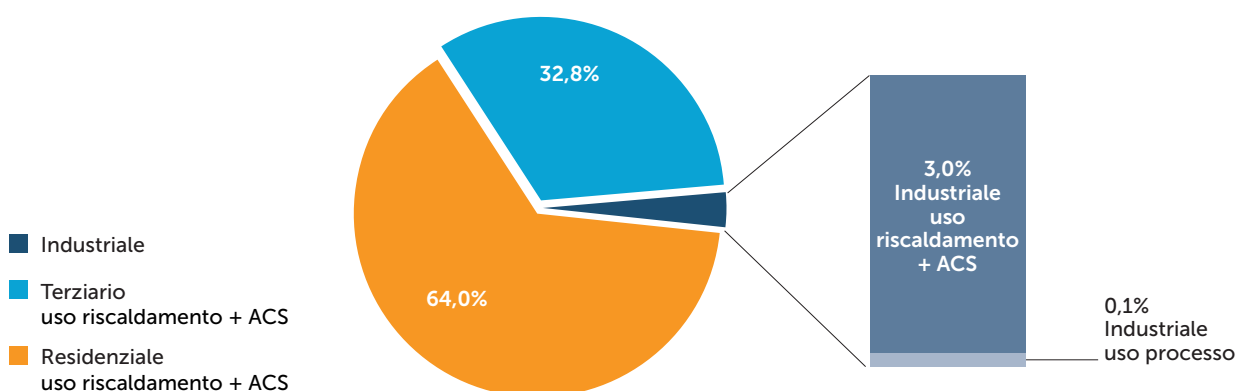
TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	69,5	-	69,5
Ad assorbimento	29,7	104,6	134,3
TOTALE	99,1	104,6	203,8

Fonte: Annuario AIRU 2020.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore appena esposto 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 0,5 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,7 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2019).

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 64,0% e il 32,8% 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%). Infatti, i sistemi di telecalore non sono in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché questi tipicamente richiedono temperature di fornitura superiori a quelle utilizzate nelle reti di telecalore.

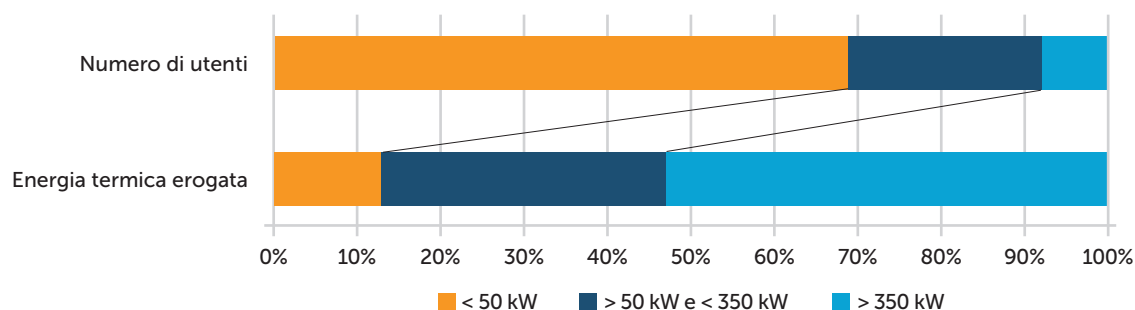
FIG. 4.3 Calore erogato all'utenza nel 2019, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo

Fonte: Annuario AIRU 2020.

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 tuttavia una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

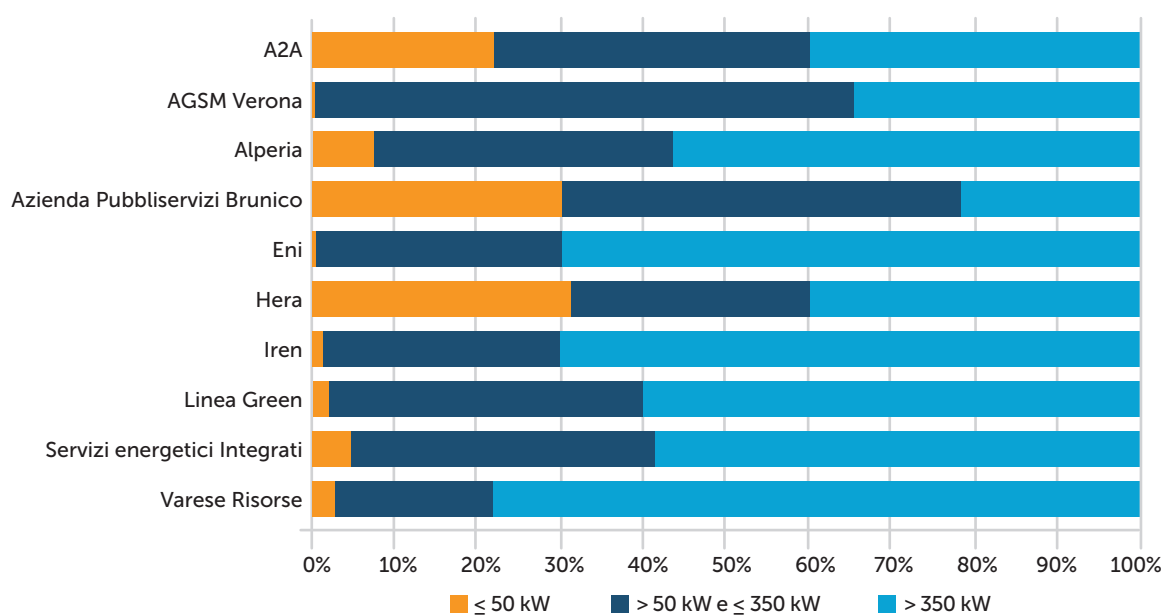
FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2019 in funzione della classe dimensionale degli utenti



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

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 dei grandi condomini, mentre in altre aree, in particolare in quelle rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze di dimensioni minori.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2019 dai 10 maggiori operatori, ripartito per classe dimensionale dell'utente



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

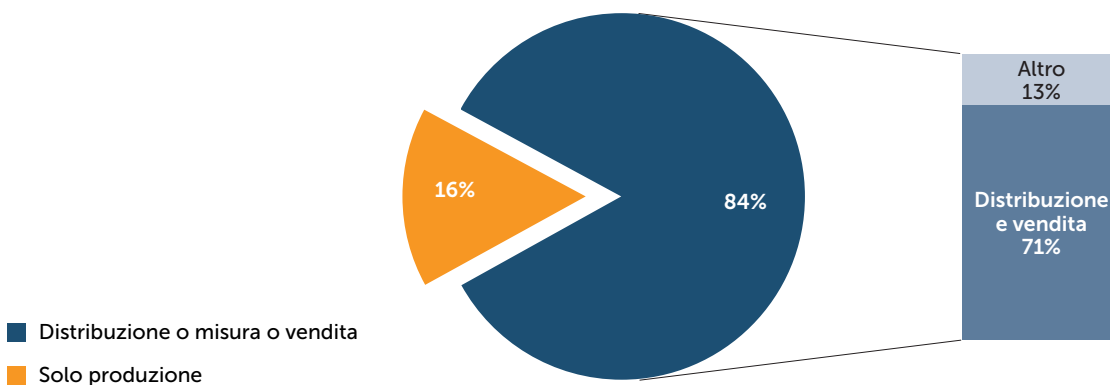
Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese iscritte alle anagrafiche dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, in quanto operanti su reti di telecalore regolate ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, è pari a 259². Di queste,

² Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2021).

l'84% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dall'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.

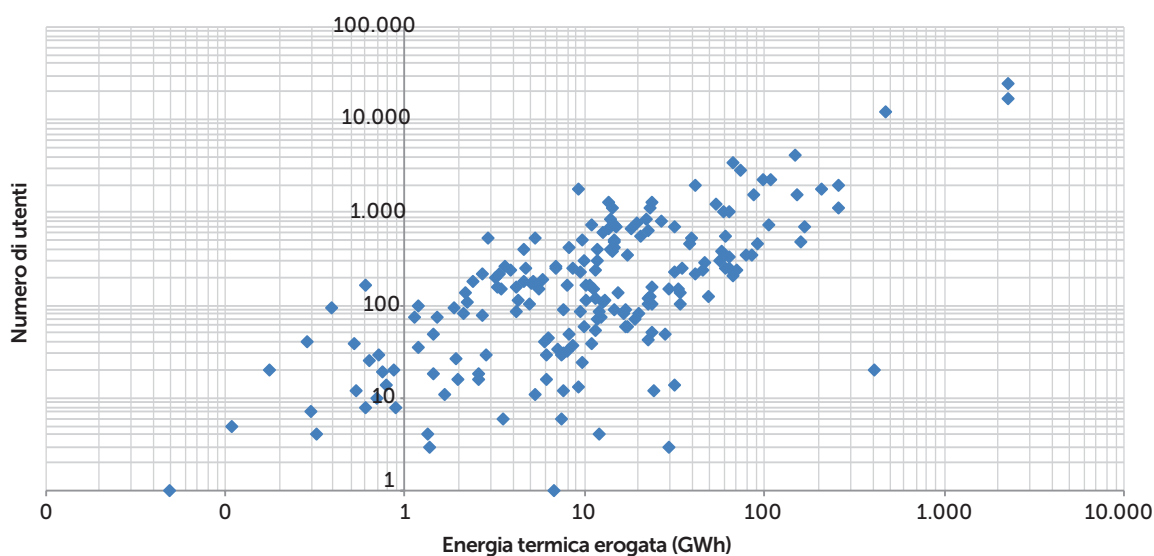
FIG. 4.6 Operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2021)



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Gli operatori del telecalore 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.

FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2019 e del numero di utenti serviti (assi in scala logaritmica)

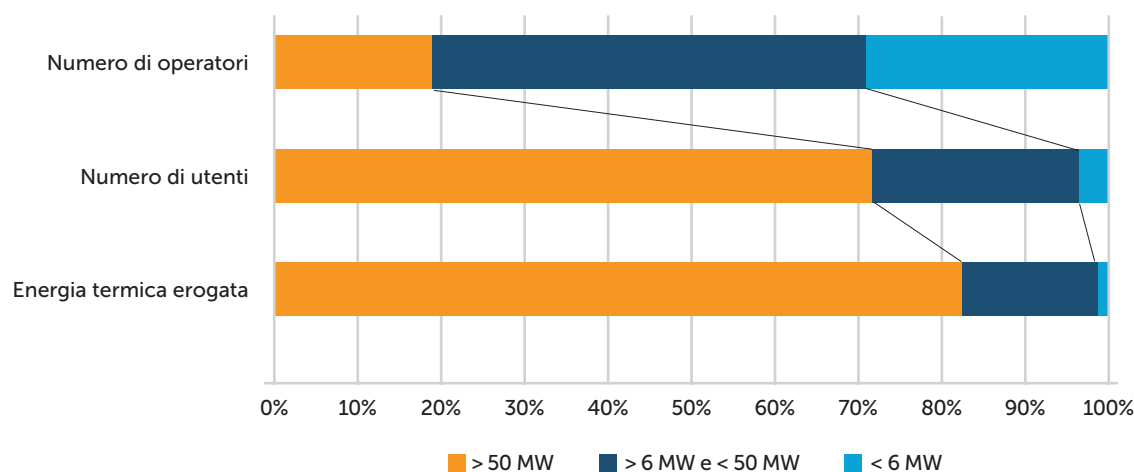


Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

³ I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni rese nel 2020 dagli esercenti all'Autorità ai sensi della RQCT (Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019-31 dicembre 2021, allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tr), per un totale di 189 soggetti che hanno erogato nel 2019 energia termica per 10.197 GWh a 121.317 utenti.

Il settore del telecalore è caratterizzato anche da un'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (34 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).

FIG. 4.8 *Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2019*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

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.

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.

La scelta del metodo di determinazione del prezzo da parte dell'esercente rispecchia generalmente la propria forma societaria; diverse cooperative o società a forte partecipazione pubblica che utilizzano la biomassa in piccole reti rurali hanno optato per una metodologia basata sui costi effettivi, mentre operatori più grandi che

⁴ Gli esercenti, con la RQCT, sono stati suddivisi in tre classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

operano in contesti urbani tipicamente scelgono la metodologia del costo evitato (che rappresenta, pertanto, una quota preponderante del settore).

Nel caso in cui il prezzo sia determinato sulla base del costo evitato, la tecnologia alternativa di riferimento è spesso identificata in una caldaia a gas o, nelle aree del Paese non metanizzate, in una caldaia alimentata a gasolio o, più raramente, a GPL o pellet di legna.

Tipologia di prezzo

Le tipologie di prezzo più comuni, utilizzate dall'esercente per la determinazione degli importi da fatturare all'utenza, 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);
- binomia su potenza contrattuale ed energia termica, in cui, oltre alla componente variabile in funzione dell'energia, è presente una componente fissa, generalmente dipendente dalla potenza impegnata, espressa in €/kW.

In alcuni casi la componente fissa della binomia viene definita in funzione di grandezze diverse dalla potenza contrattuale⁵, 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). Esistono, poi, altri casi in cui la tipologia di prezzo è più complessa e articolata su ulteriori componenti: vi sono, per esempio, tariffe trinomie legate anche al noleggio del misuratore o, in analogia alle tariffe del gas, ad altri oneri per l'erogazione del servizio.

Valori dei prezzi del calore

Il prezzo di erogazione del servizio di teleriscaldamento rappresenta un elemento fondamentale per la sua scelta rispetto a sistemi alternativi di produzione dell'energia termica atti a soddisfare il fabbisogno degli edifici (riscaldamento e raffrescamento ambientale, produzione di acqua calda sanitaria).

Dal 1° gennaio 2020, ai sensi del TITT⁶, gli esercenti sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza (gli esercenti di minori dimensioni che non ne sono dotati usano modalità alternative, quali gli sportelli aperti al pubblico o l'invio su richiesta). L'Autorità, a fine 2020, ha eseguito una prima analisi su un campione di esercenti (circa 100 operatori).

È stato possibile confrontare il prezzo di erogazione del servizio esclusivamente per gli operatori che applicano una struttura di prezzo monomia (circa il 65% del totale). Il confronto con prezzi articolati su base binomia o trinomia avrebbe, infatti, richiesto scelte di natura discrezionale, stante la necessità di definire un utente tipo, con riferimento al livello dei consumi e alla potenza impegnata.

⁵ 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 andrà indicata nel contratto di fornitura di tutti gli utenti, entro il 31 dicembre 2022.

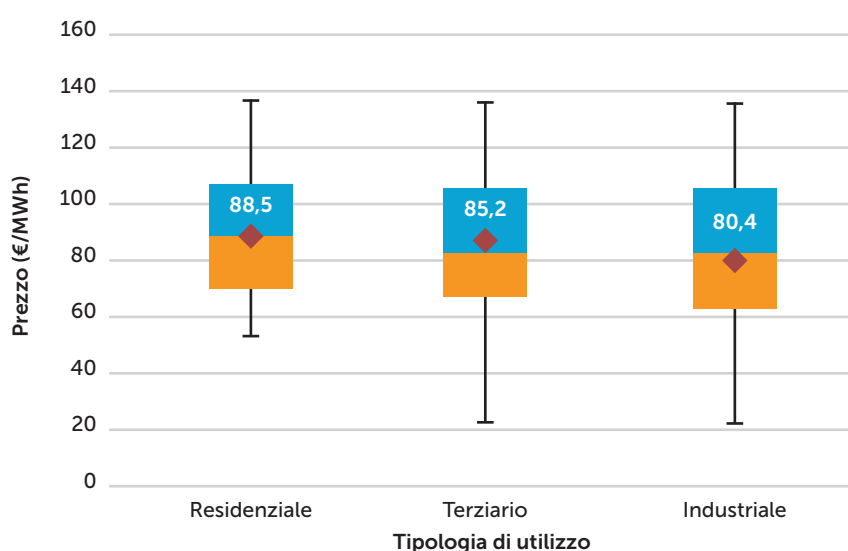
⁶ Testo integrato di regolazione della trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tr.

Dall'analisi effettuata il prezzo applicato, IVA esclusa, è risultato compreso (Fig. 4.9):

- per gli utenti residenziali, tra circa 68 e 106 €/MWh, con un valore medio pari a 89 €/MWh;
- per gli utenti del terziario, tra circa 66 e 105 €/MWh, con un valore medio pari a 85 €/MWh;
- per gli utenti industriali, tra circa 62 e 105 €/MWh, con un valore medio pari a 80 €/MWh.

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 dell'utenza, perimetro del servizio fornito all'utente, eventuali convenzioni stipulate con gli enti locali e/o sovvenzioni ricevute o incentivi), che possono portare in alcuni casi a importanti costi di investimento e gestione del servizio (per esempio, per piccole reti in aree rurali).

FIG. 4.9 Boxplot⁷ di distribuzione dei prezzi di fornitura (al netto dell'IVA) del calore da teleriscaldamento nel terzo trimestre 2020, per tipologia di utilizzo



Fonte: ARERA, rielaborazione di dati pubblicati sui siti internet degli esercenti.

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, pari a meno del 15% del totale (peraltro, in questi casi il servizio viene tipicamente erogato su porzioni limitate delle reti gestite).

Secondo le informazioni disponibili all'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi determinato sulla base 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 metano.

⁷ 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, in alto) e dal terzo quartile (Q3, in basso) e divisa a metà dal secondo quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura arancione e quella azzurra), e rappresenta, dunque, nel complesso, la distribuzione del 50% della popolazione. All'esterno della scatola si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi, infatti, rappresentano, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

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 naturale), 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 (RQTT⁸), raccoglie dati e informazioni in merito alla sicurezza e alla continuità del servizio.

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, spesso come unico vettore, anche se in alcune reti viene utilizzata in affiancamento ad acqua surriscaldata o acqua fredda o entrambe.

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative⁹, 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): si tratta spesso di reti storiche grandi o medie, in cui non di rado alle dorsali principali ad acqua surriscaldata vengono collegati tratti di rete ad acqua calda per la distribuzione del calore a gruppi di utenze locali (per esempio, sotto-reti di quartiere alimentate tramite scambiatori di calore che ne abbassano il livello di temperatura).

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.

8 Regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr, il cui avvio è stato differito al 1° gennaio 2021 per tenere conto delle criticità organizzative causate dalla pandemia di Covid-19.

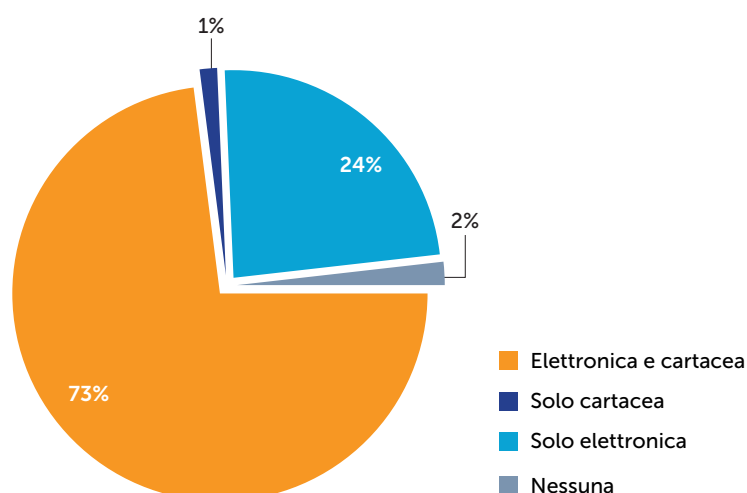
9 Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggior quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

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.

A prescindere dalla tipologia di fluido, per garantire la sicurezza risulta indispensabile la disponibilità di un servizio di pronto intervento. Questo servizio, gratuito e sempre attivo (h24 e 7 giorni su 7), è divenuto obbligatorio a partire dal 1° luglio 2019 ai sensi dell'RQCT¹⁰.

L'efficacia e la rapidità del servizio di pronto intervento sono garantite anche dalla disponibilità di una cartografia dettagliata e aggiornata della rete. Dai dati disponibili (Fig. 4.10) risulta che nel 2019 la stragrande maggioranza delle reti (97%) aveva una rappresentazione cartografica di tipo elettronico, solo nell'1% dei casi gli operatori avevano dichiarato di avere cartografie unicamente di tipo cartaceo (in forte calo rispetto al 4% del precedente anno 2018) e nel 2% di non disporre affatto di una cartografia del tracciato.

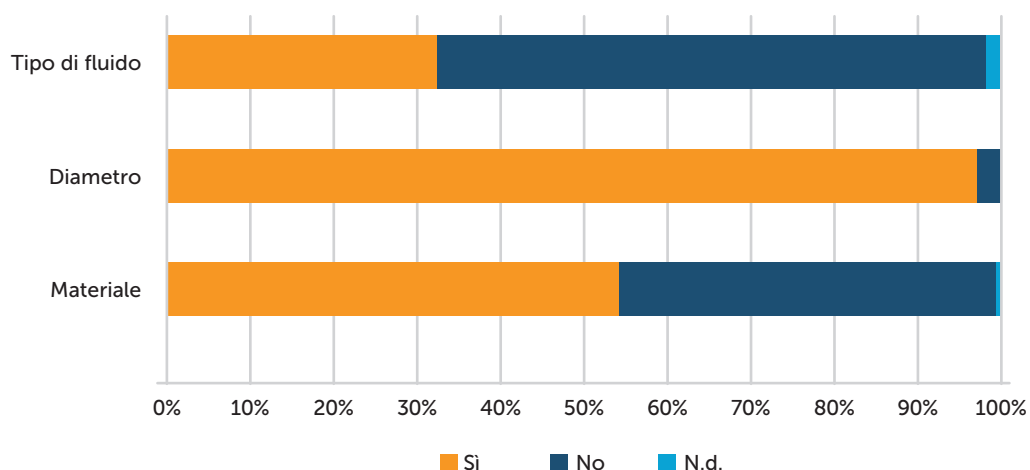
FIG. 4.10 Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore nel 2019



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

L'utilità della cartografia ai fini del pronto intervento dipende non solo, chiaramente, dalla sua disponibilità, ma anche dagli elementi in essa contenuti. Sulla base delle informazioni ottenute dalla Raccolta dati 2019 sulla qualità tecnica, per il 98% delle reti è indicato in cartografia il diametro delle tubature, mentre è meno frequente l'indicazione di altre informazioni, come il materiale utilizzato e il tipo di fluido termovettore (rispettivamente per il 54% e 33% delle reti) (Fig. 4.11).

¹⁰ Si veda *supra*.

FIG. 4.11 Disponibilità delle principali informazioni della rete in cartografia nel 2019

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

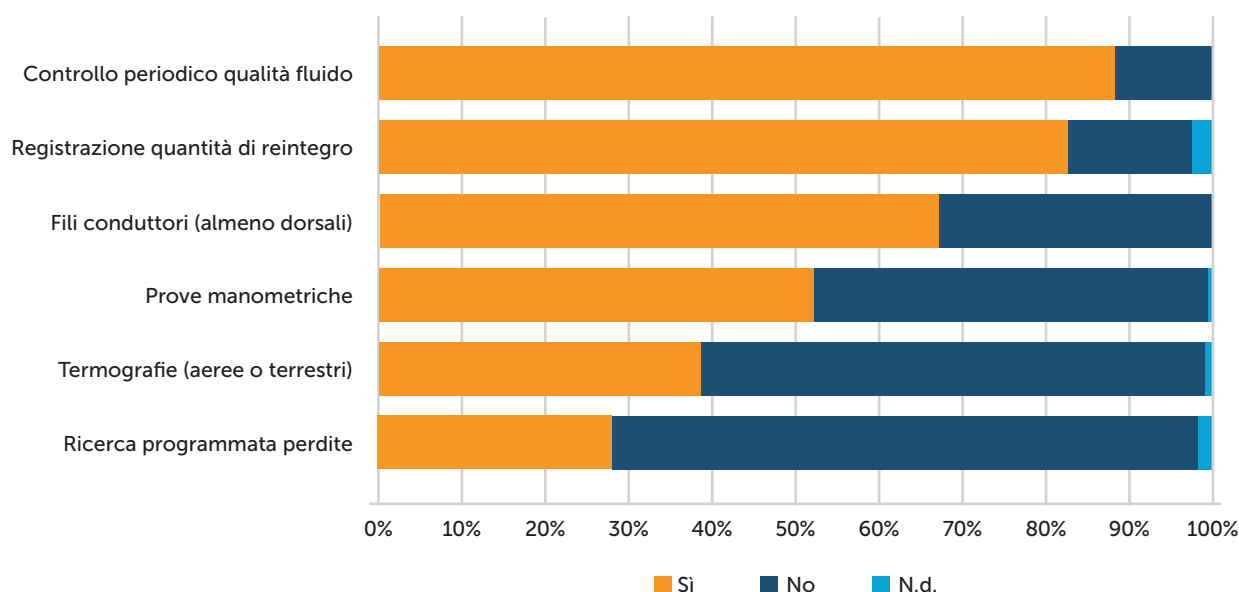
Le reti di telecalore in esercizio sul territorio nazionale tipicamente cedono l'energia termica alle utenze in modo indiretto (attraverso scambiatori di calore). Il circuito idraulico della rete è ad anello (chiuso) e, pertanto, l'installazione su tratti di tubature di sistemi di rilevazione delle perdite (per esempio, sistemi a fili conduttori di tipo "Brandes" o "nordico") e un costante monitoraggio dei valori di reintegro del fluido termovettore nel circuito di rete (dipendenti da diversi fattori, come meglio illustrato nel seguito) possono contribuire a evidenziare potenziali situazioni di pericolo, quali la rottura delle tubature di telecalore con conseguente fuoriuscita incontrollata di acqua e/o vapore.

Dai dati raccolti dall'Autorità, con riferimento al campione di 222 reti e all'anno 2019, il 68% degli impianti è dotato di sistemi di rilevamento automatico delle perdite, almeno in alcuni tratti delle dorsali (tubature principali che collegano le centrali di produzione e portano il fluido alle diverse diramazioni), mentre nell'82% delle reti viene registrata la quantità di reintegro idrico (Fig. 4.13).

Va, tuttavia, ricordato che la raccolta di informazioni sui quantitativi di reintegro ha una valenza indicativa, perché l'acqua di reintegro non è necessariamente dispersa, ma può essere utilizzata anche per sostituire del fluido appositamente prelevato per eseguire dei campionamenti, per il riempimento di nuove condutture o di condutture esistenti sottoposte a manutenzione. Anche la presenza di sistemi di rilevamento automatico delle perdite può risultare insufficiente a monitorare lo stato delle reti, in quanto l'effettiva efficacia dei sistemi di rilevamento è fortemente condizionata dalla qualità dei lavori di posa delle reti.

Per monitorare lo stato delle reti sono, pertanto, necessarie ulteriori attività, tra cui (Fig. 4.12):

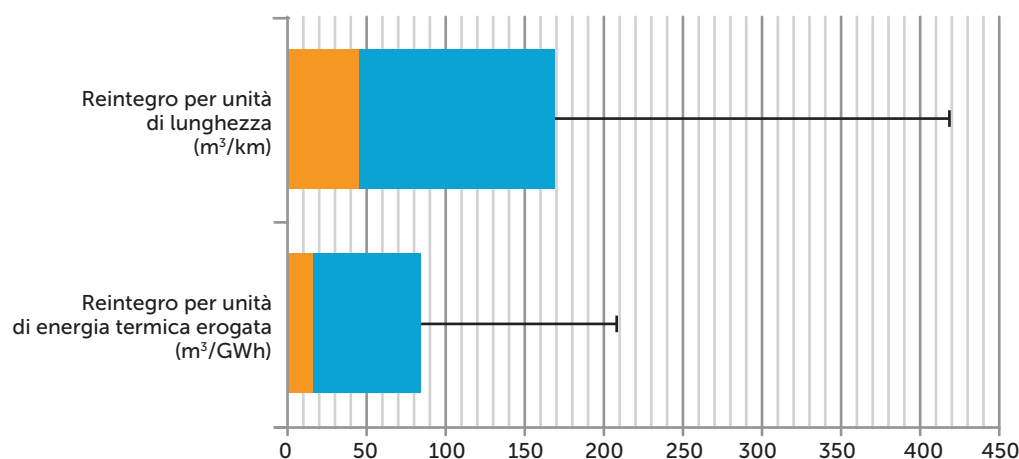
- ricerca programmata delle perdite, con ispezioni della rete analoghe a quelle svolte negli altri servizi a rete regolati dall'Autorità;
- prove manometriche per individuare la presenza e localizzare le perdite;
- termografie terrestri o, in alcuni casi, mediante droni o sorvolo aereo (attività conveniente per reti molto estese).

FIG. 4.12 Metodi di prevenzione, monitoraggio e ricerca delle dispersioni idriche nel 2019

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

La figura 4.13, tenuto conto delle criticità precedentemente evidenziate, mostra la distribuzione di due parametri relativi al reintegro idrico per le circa 160 reti di cui sono stati comunicati i dati. Il "Reintegro per unità di lunghezza" rappresenta quanti metri cubi di fluido sono stati reintegrati nell'anno 2019 per ogni chilometro di rete: valori particolarmente elevati possono comportare criticità, soprattutto nel caso in cui il reintegro idrico sia stato causato da dispersioni concentrate in aree molto antropizzate. Il reintegro idrico all'energia termica distribuita nell'anno è indicativo con riferimento alle eventuali perdite di distribuzione (in termini di consumi idrici e di additivi).

Dalla figura emerge come per molte reti siano stati comunicati valori di reintegro estremamente bassi: si tratta spesso di reti realizzate recentemente e poco estese, per le quali è improbabile il verificarsi di dispersioni idriche. In particolare, i *boxplot* mostrano come il 50% delle reti abbia reintegri per unità di lunghezza compresi tra 3,7 m³/km (primo quartile: limite sinistro dei box) e 169 m³/km (terzo quartile: limite destro dei box), con una mediana di 45 m³/km (linea interna al box); per quanto riguarda l'indicatore relativo all'energia erogata si parla invece di 2,5 m³/GWh per il primo quartile, 17 m³/GWh per la mediana (secondo quartile) e 85 m³/GWh per il terzo quartile.

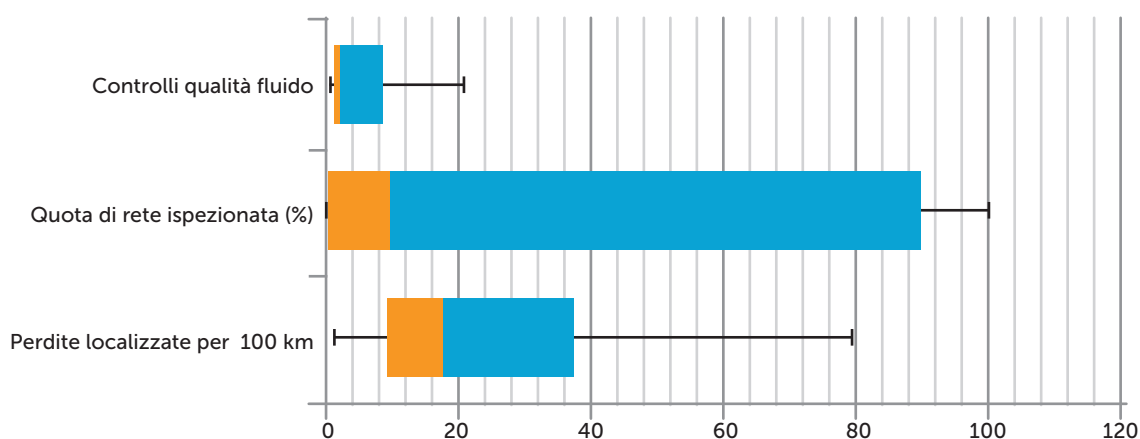
FIG. 4.13 Boxplot di indicatori relativi alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2019

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

Nei *boxplot* di cui alla figura 4.14 sono indicate ulteriori informazioni in materia di qualità tecnica:

- il numero di controlli sulla qualità del fluido termovettore, funzionali a preservare nel tempo le tubature, nonché i sistemi di pompaggio, le valvole e gli scambiatori di calore (sia lato centrali, sia lato utenza). La mediana risulta essere di 2 controlli l'anno, ma per il 50% delle reti ne vengono effettuati tra 1 (primo quartile: limite sinistro dei box) e 9 (terzo quartile: limite destro dei box);
- la quota di rete ispezionata, per la verifica visiva (ove possibile) del corretto stato di conservazione e dell'assenza di perdite; per almeno la metà delle reti il dato è inferiore al 10% (valore mediano) nell'anno 2019; per un altro quarto delle reti è stato ispezionato per un'estensione compresa tra il 10% e il 90% (box azzurro), mentre per il quarto rimanente per valori compresi tra il 90% e il 100% nell'anno considerato;
- il numero di perdite localizzate; sulla base del numero di tali perdite (individuate, per esempio, nell'attività di ispezione oppure grazie a segnalazioni di terzi al numero di pronto intervento) è stato costruito un indice relativo all'estensione della rete. Il 50% delle reti per le quali è stata fornita l'informazione presenta un valore compreso tra circa 9 e 38 perdite per 100 km di rete (insieme dei box arancione e azzurro), con una mediana pari a 18.

FIG. 4.14 Boxplot di indicatori relativi alla sicurezza delle reti (anno 2019)



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

Nel 2019 sono stati comunicati 2 incidenti¹¹ e 13 emergenze¹² sulle reti di telecalore presenti sul territorio nazionale. Nella figura 4.15 le reti sono suddivise sulla base del numero di eventi avversi verificatisi. Nella maggioranza delle reti non si sono verificati incidenti o emergenze. Le 13 situazioni di emergenza registrate hanno coinvolto 7 reti. Va, inoltre, considerato che la sospensione del servizio può essere ricondotta anche a interruzioni necessarie per interventi di manutenzione della rete o dei generatori di calore: 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).

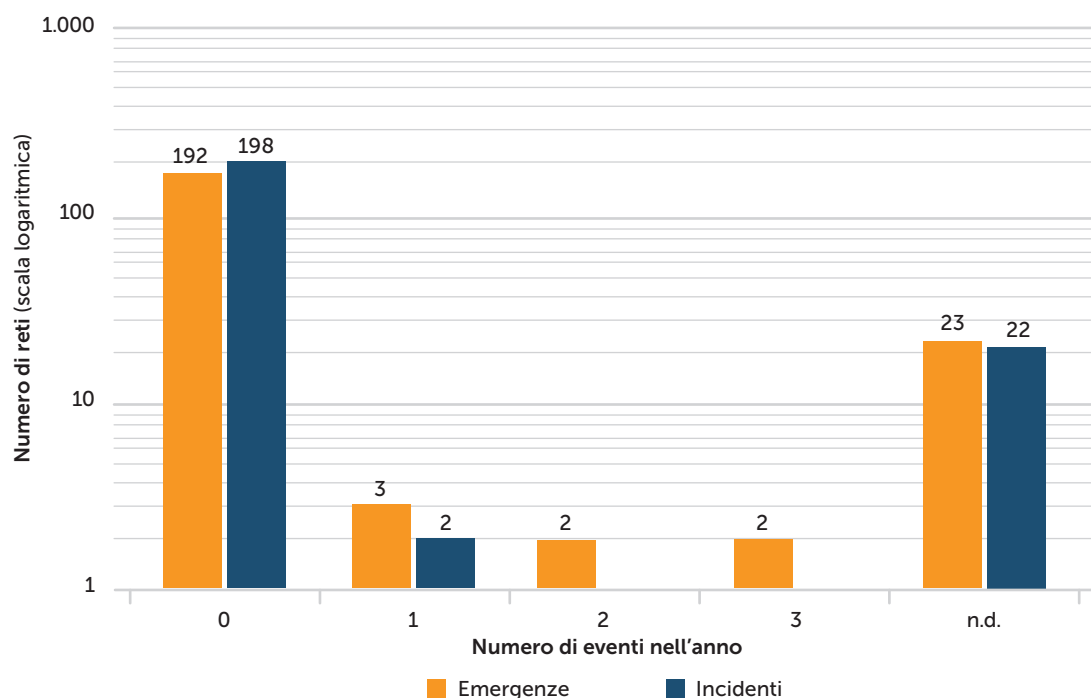
Con l'entrata in vigore della RQTT, dal 1° gennaio 2021, sono previsti obblighi di sicurezza in tema di cartografia (gli esercenti dovranno completare la rappresentazione cartografica delle proprie reti entro il 31 dicembre 2021

11 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.

12 Definite dalla RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; è inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

e mantenerla aggiornata), nonché in materia di controllo della qualità del fluido termovettore, monitoraggio del reintegro, ispezione dell'impianto di distribuzione, pronto intervento in caso di dispersioni idriche.

FIG. 4.15 Numero di incidenti ed emergenze per numero di reti coinvolte nel 2019



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

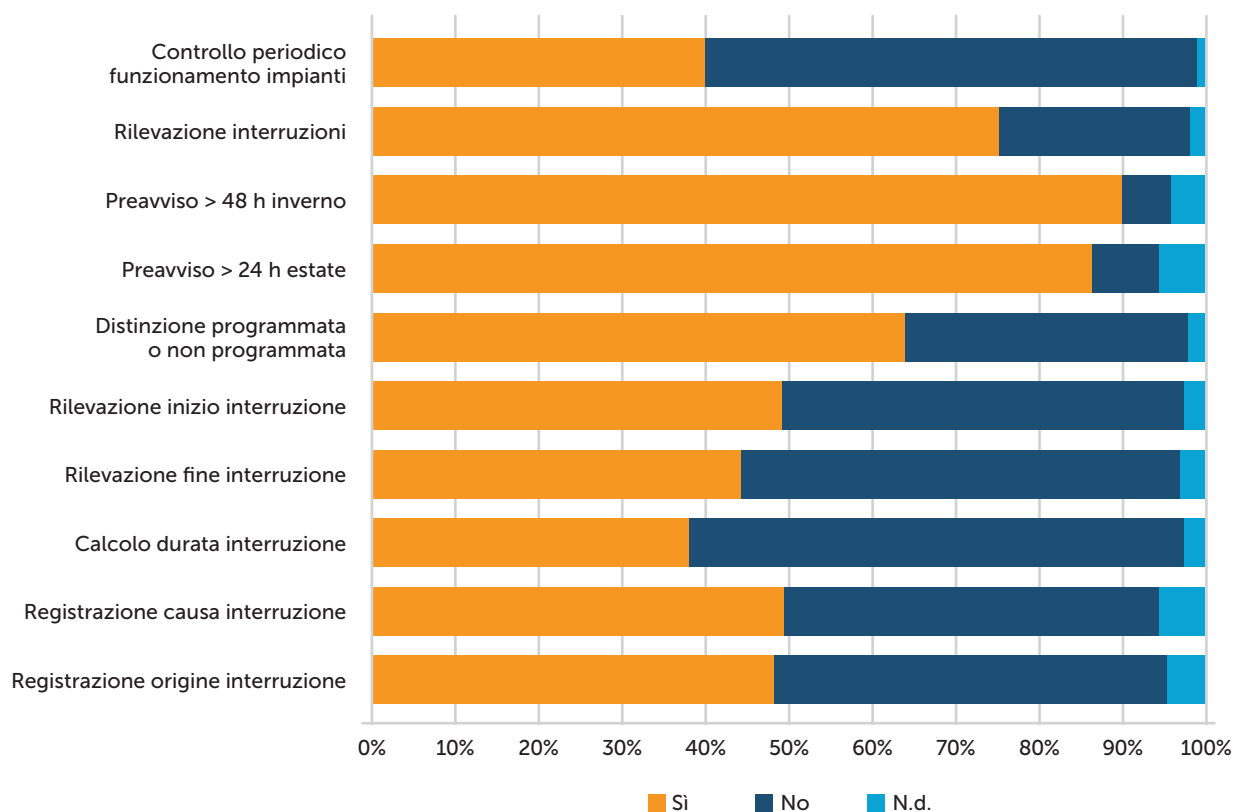
Continuità del servizio

Nel settore del telecalore, a differenza di altri servizi a rete regolati, è ancora poco diffuso un monitoraggio delle interruzioni del servizio, stante l'assenza di obblighi al riguardo prima dell'intervento di regolazione dell'Autorità. Dagli ultimi dati raccolti, riferiti all'anno 2019, si evidenzia comunque un generale miglioramento rispetto all'anno precedente.

Scendendo nel dettaglio, gli operatori eseguono un controllo periodico dello stato di funzionamento della rete e dei suoi componenti sul 40% delle proprie reti (Fig. 4.16). Per quanto riguarda le interruzioni del servizio si evidenzia, in particolare, che:

- nel 64% delle reti sono state distinte le interruzioni programmate da quelle non programmate;
- nel 45% dei casi è stato registrato sia il momento di inizio sia quello di termine del disservizio, anche se non sempre tali dati vengono usati per calcolarne la durata (38%);
- solo per la metà delle reti sono state registrate la causa e l'origine dell'interruzione (per l'esattezza, rispettivamente nel 50% e 49% delle reti).

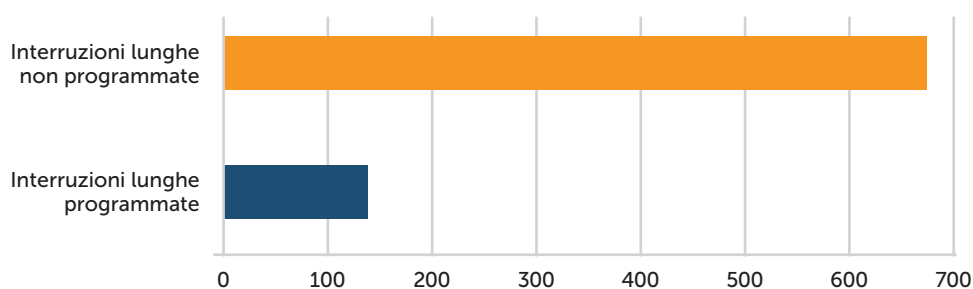
FIG. 4.16 *Monitoraggio della continuità del servizio sulle reti nel 2019*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

Dai dati disponibili¹³ risulta che nel 2019 solo il 18% delle reti ha subito una o più interruzioni del servizio lunghe, ovvero di durata superiore a 4 ore nel periodo invernale o 8 ore nel periodo estivo. Osservando il numero di interruzioni totali (Fig. 4.17) si può notare, tuttavia, come le interruzioni lunghe non siano così rare nel settore in termini assoluti (circa 800 in totale), con una ripartizione nell'anno (in media di settore) all'incirca equivalente tra quelle programmate e non programmate.

FIG. 4.17 *Numero di interruzioni lunghe registrate nel 2019, distinte tra programmate e non programmate*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2019.

¹³ Dati riferiti alle 41 reti (18%) per le quali è stata registrata almeno una interruzione nell'anno 2019. Per 46 reti il dato non è stato dichiarato.

Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della Regolazione della qualità commerciale (RQCT, dal 1° luglio 2019), 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.

Ove in vigore, prima di tale data le Carte dei servizi e gli standard di qualità commerciale sono stati adottati dagli operatori su base volontaria e, dunque, i relativi contenuti sono stati definiti unilateralmente. Fanno eccezione i pochi casi in cui l'adozione di standard di qualità era già stata prevista nell'ambito di convenzioni, concessioni o contratti per l'affidamento del servizio da parte degli enti locali e, quindi, con riferimento a singole reti di telecalore, con conseguente disomogeneità su scala territoriale.

L'Autorità, nell'ambito di una specifica richiesta di informazioni, ha raccolto dati statistici sulle principali prestazioni di qualità commerciale fornite agli utenti nell'anno 2019 da parte degli esercenti di maggiori e medie dimensioni¹⁴. Si precisa che l'applicazione di standard minimi di qualità a tali prestazioni ed esercenti è avvenuta solo a partire dal 1° luglio 2019, data di entrata in vigore della RQCT.

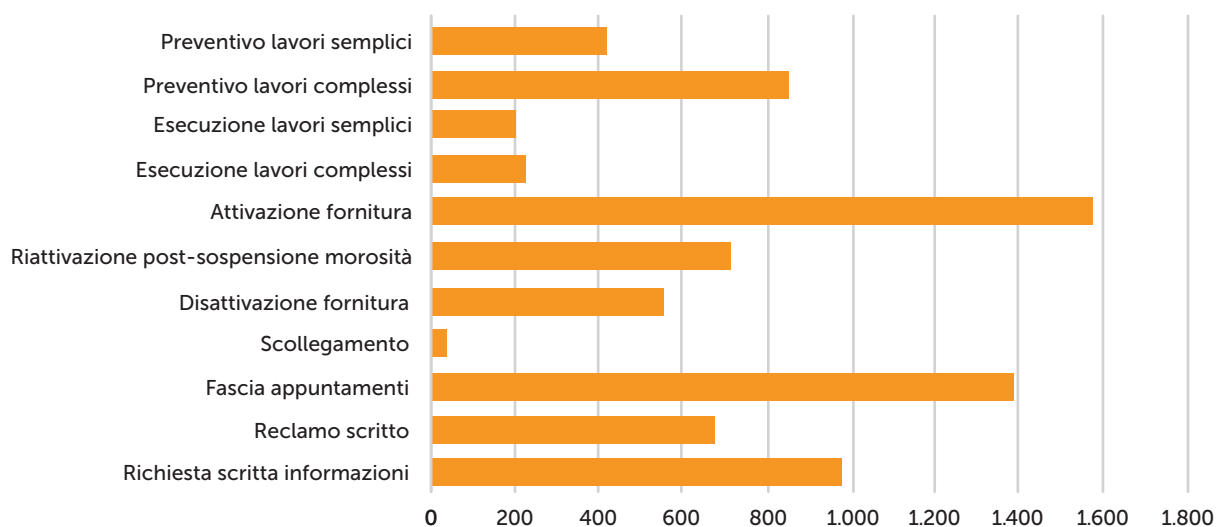
Numero di prestazioni

L'analisi delle prestazioni richieste agli esercenti è sintetizzata nelle figure successive.

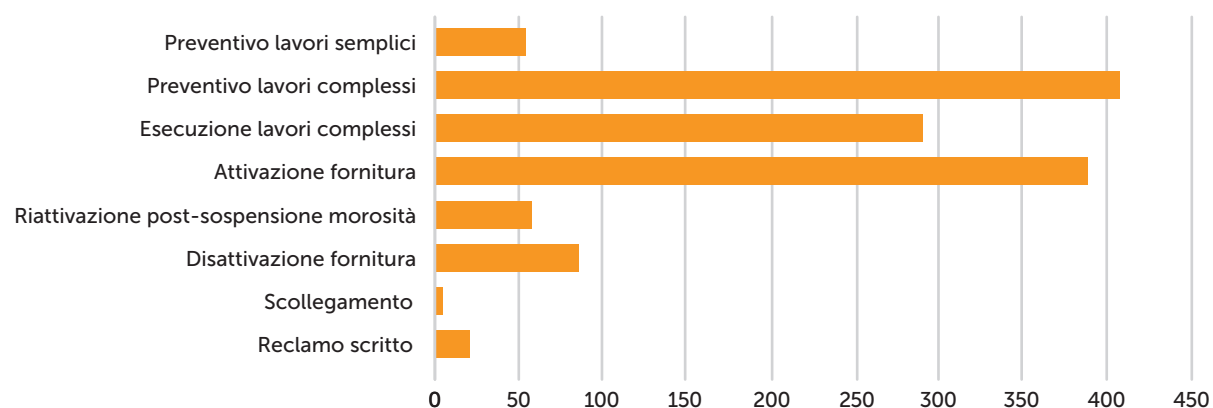
Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, dai dati in possesso dell'Autorità (Fig. 4.18) emerge che le prestazioni più richieste sono le attivazioni della fornitura, gli appuntamenti (per esempio, per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente), la richiesta scritta di informazioni e i preventivi per l'esecuzione di lavori complessi (per esempio, allacciamenti alla rete). Per contro, sono risultate estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 37).

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. La figura 4.19 mostra un numero sicuramente inferiore di prestazioni, dato che riflette il minor numero di utenti serviti. Tra le prestazioni osservate emerge un numero consistente di attivazioni del servizio e di preventivi per l'esecuzione di lavori complessi, in linea con gli operatori più grandi. Si evidenzia, inoltre, il numero limitato di scollegamenti (inferiori alla decina) e di reclami.

¹⁴ Hanno partecipato alla raccolta dati 2019 sulle prestazioni di qualità commerciale 33 esercenti di maggiori dimensioni e 60 di medie dimensioni (rispettivamente il 97% e il 60% del totale numerico di soggetti appartenenti a tali categorie dimensionali).

FIG. 4.18 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2019

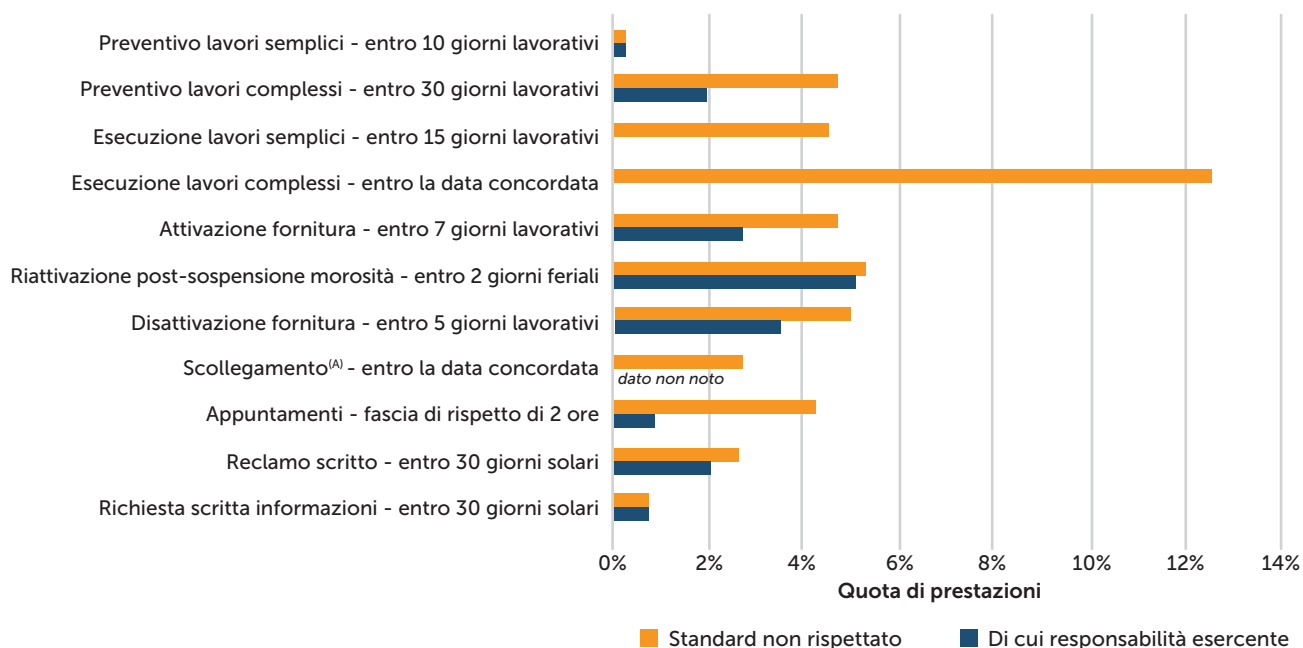
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

FIG. 4.19 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2019

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Nell'ambito della raccolta dati sulla qualità commerciale è stato chiesto agli operatori di comunicare informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT e, nel caso di superamento dei termini, di fornire le relative motivazioni, suddivise in causa di forza maggiore, causa dell'utente o di terzi e responsabilità dell'esercente. I dati, raccolti su base volontaria (la disciplina della RQCT è entrata in vigore il 1° luglio 2019), sembrano confermare che gli standard imposti dall'Autorità, anche grazie a una corretta organizzazione delle attività dell'operatore, possono essere generalmente rispettati.

FIG. 4.20 Mancato rispetto dei tempi massimi previsti dalla RQCT e cause per le prestazioni richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2019

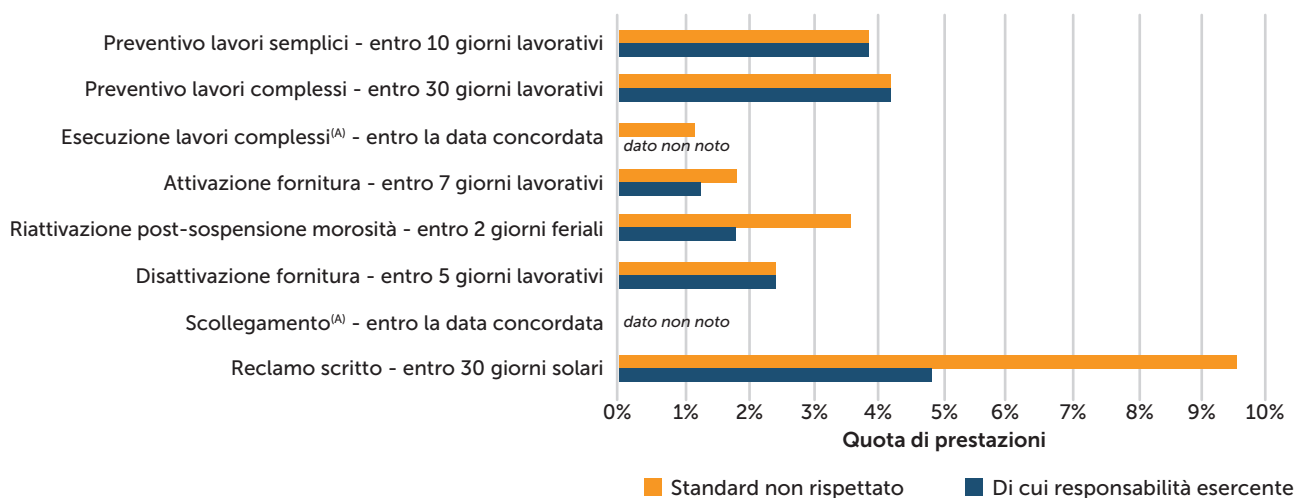
(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

Come mostra la figura 4.20, i tempi medi per l'esecuzione delle prestazioni richieste dall'utente a esercenti di maggiori dimensioni hanno superato il valore previsto dagli standard della RQCT al massimo nel 5% delle prestazioni, con l'eccezione delle prestazioni di esecuzione di lavori complessi. In riferimento a quest'ultimo parametro va rilevato, però, che non è stata evidenziata in nessun caso una responsabilità dell'esercente (nel grafico si nota, infatti, l'assenza della barra di colore blu) e il mancato rispetto è dunque da ricondurre ad altre cause: in particolare, potrebbe aver giocato un ruolo importante il ritardo nell'ottenimento di autorizzazioni (per esempio, per l'attraversamento di proprietà private con le condutture di un nuovo allacciamento alla rete).

Il superamento dei tempi massimi per responsabilità dell'esercente risulta relativamente alto (circa 5% delle richieste) solo per la richiesta di riattivazione della fornitura in seguito al pagamento degli arretrati da parte di utenti morosi.

FIG. 4.21 Mancato rispetto dei tempi massimi previsti dalla RQCT e cause per le prestazioni richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2019



(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità commerciale nel 2019.

La figura 4.21 riporta il valore medio di mancato rispetto dei tempi massimi di esecuzione delle diverse prestazioni osservate dagli esercenti di medie dimensioni. Anche per questa categoria di esercenti non paiono emergere particolari difficoltà nel rispettare i tempi imposti dalla RQCT a partire dal 1° luglio 2019: il mancato rispetto non supera il 5%, con l'eccezione dei reclami, che arrivano a sfiorare il 10%; anche per questa prestazione, tuttavia, la responsabilità dell'esercente non supera mediamente il 5%.

Si evidenzia, inoltre, come per gli scollegamenti, di cui si è già detto il numero estremamente esiguo, gli esercenti abbiano dichiarato di aver sempre rispettato il termine ultimo per l'esecuzione: dunque, non vengono visualizzate le barre nel grafico.

CAPITOLO

5

**STATO DEI
SERVIZI IDRICI**



Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

In materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII), dal 1° gennaio 2018 è richiesto ai gestori di garantire i livelli minimi di servizio stabiliti dall’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr¹ (RQTI). In particolare, la regolazione prevede:

- l'erogazione di indennizzi automatici agli utenti finali in caso di disservizio in termini di continuità del servizio di acquedotto, misurato sulla base di tre indicatori ai quali sono associati standard specifici²;
- l'applicazione di un meccanismo di premi-penalità che considera le *performance* conseguite da ciascuna gestione (standard generali), valutate osservando sei “macro-indicatori”, ciascuno dei quali rappresenta distintamente aspetti riferiti alla qualità del servizio di acquedotto, di fognatura e di depurazione³. L'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di alcuni requisiti minimi, denominati “prerequisiti”⁴, in assenza dei quali è prevista, da parte degli Enti di governo dell'ambito (EGA), la presentazione all’Autorità di specifiche istanze di temporanea esclusione dal citato meccanismo, nelle quali siano puntualmente identificati gli impegni assunti e le tempistiche per il loro raggiungimento.

Il conseguimento degli obiettivi (di mantenimento o di miglioramento del livello di partenza) associati a ciascun macro-indicatore⁵ avviene attraverso la pianificazione, da parte degli EGA, degli opportuni investimenti in opere di adeguamento e potenziamento delle infrastrutture nel pertinente Programma degli interventi (PdI), come stabilito dapprima dalla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr⁶, e successivamente dalla delibera 30 dicembre 2019, 580/2019/R/idr⁷.

Nel corso dell'anno 2020 sono stati raccolti i dati necessari alla valutazione del raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019⁸, come prospettato dalla delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr⁹, mediante un'apposita rilevazione che si è conclusa in data 17 luglio 2020. Il termine della raccolta dati era stato inizialmente fissato al 17 aprile 2020, tuttavia l'emergenza legata al Covid-19 ha indotto l’Autorità a posticiparne la scadenza, anche alla luce delle osservazioni ricevute dagli *stakeholder* in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2020, 187/2020/R/idr.

Nei paragrafi che seguono saranno mostrate le principali evidenze emerse con riferimento ai dati, trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito, relativi ai macro-indicatori individuati dalla RQTI per il servizio idrico integrato, nonché agli ulteriori indicatori di qualità (indicatori semplici), con il duplice obiettivo di:

1 Delibera recante “Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)”.

2 Gli standard specifici sono riferiti a ciascun singolo utente. L’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.

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (M1 “Perdite idriche”, M2 “Interruzioni del servizio” e M3 “Qualità dell’acqua erogata”), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (M4 “Adeguatezza del sistema fognario”) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (M5 “Smaltimento fanghi in discarica” e M6 “Qualità dell’acqua depurata”).

4 I prerequisiti sono attinenti ai seguenti profili: disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura, conformità alla normativa sulla qualità dell’acqua distribuita e alla normativa sulla gestione delle acque reflue.

5 Si rammenta che l’RQTI assegna a ciascun macro-indicatore diverse classi di valori (in cui la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza riscontrato), a cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento (nel caso della classe di eccellenza A) o di miglioramento differenziato a seconda della classe di appartenenza.

6 Delibera recante “Aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato”.

7 Delibera recante “Approvazione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio MTI-3”.

8 Obiettivi definiti generalmente a partire dai valori assunti per l’anno 2016 dai macro-indicatori di qualità tecnica.

9 Delibera recante “Avvio di procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della qualità tecnica del servizio idrico integrato di cui al titolo 7 dell’allegato A alla deliberazione dell’Autorità 917/2017/R/idr (RQTI)”.

- fornire una fotografia aggiornata dello stato dei servizi idrici e delle principali caratteristiche infrastrutturali, sulla base della rilevazione più recente (riferita all'anno 2019);
- effettuare un bilancio degli effetti dei primi due anni di applicazione della regolazione della qualità tecnica, confrontando i valori assunti dai macro-indicatori nell'anno di "partenza" (2016) e nell'ultimo anno rilevato (2019).

In particolare, sembrano emergere due elementi generali: i) una prima inversione di rotta in relazione alle *performance* del settore, in considerazione del miglioramento complessivo riscontrato per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità; ii) una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito una ricognizione, poi trasmessa all'Autorità, dei dati infrastrutturali e di qualità, pur permanendo alcune differenze a livello di singole aree territoriali e di servizio erogato.

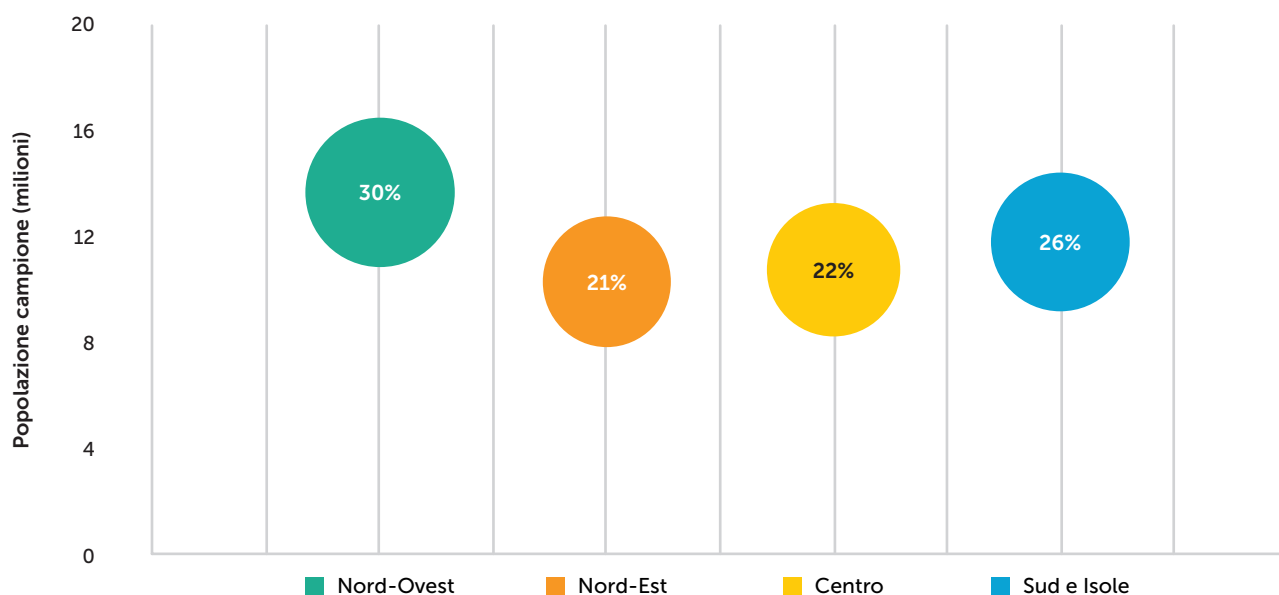
L'analisi si completa, infine, di un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il quadriennio 2020-2023, individuati sulla base delle criticità rilevate sul territorio, volti a consolidare il percorso di miglioramento che il settore sembra avere intrapreso.

Servizio di acquedotto

L'acquedotto è definito come l'insieme delle infrastrutture di captazione, adduzione, potabilizzazione e distribuzione della risorsa idrica, cui afferiscono le attività di approvvigionamento, trasporto e trattamento della risorsa idrica, nonché le attività di erogazione all'utente finale.

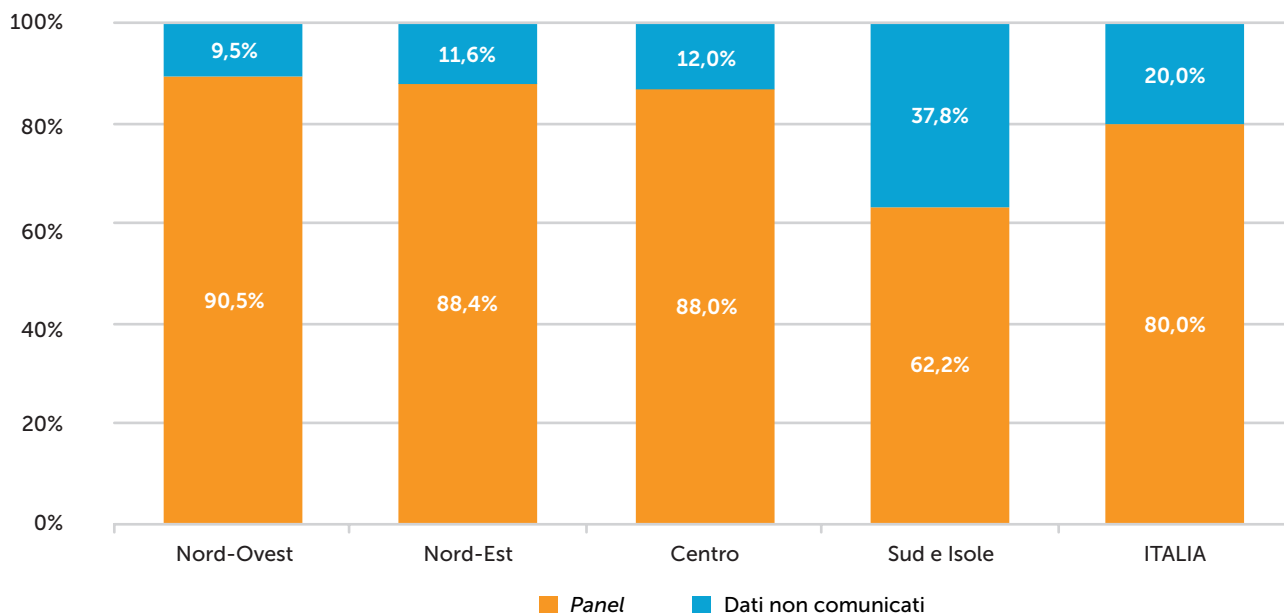
In risposta alla citata rilevazione in merito all'attività di acquedotto, relativamente all'anno 2019, sono pervenute informazioni riferite a un *panel* composto da 164 gestioni, con una copertura dell'80% della popolazione residente italiana (circa 48 milioni di abitanti).

Nella figura 5.1 viene rappresentata la distribuzione della popolazione del *panel* di riferimento tra le diverse aree geografiche: si osserva che la maggior parte della popolazione coinvolta è servita da gestioni del Nord Italia (poco più del 50%), il 22% è servita da gestioni collocate nel Centro e il 26% da gestioni localizzate nel Sud e nelle Isole.

FIG. 5.1 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Il campione analizzato (Fig. 5.2) risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno al 90% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 62% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in crescita rispetto ai dati disponibili per la precedente ricognizione (56%) (Relazione Annuale 2020).

FIG. 5.2 Servizio di acquedotto: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse con riferimento ai dati relativi ai macro-indicatori individuati dalla RQTI per il servizio di acquedotto, nonché agli ulteriori indicatori di qualità (indicatori semplici) e ai dati sul servizio di misura per l'acquedotto per l'anno 2019¹⁰.

Perdite idriche

Le perdite idriche costituiscono la principale problematica legata al servizio di acquedotto e, conseguentemente, il primo macro-indicatore introdotto dalla regolazione della qualità tecnica è volto alla quantificazione del livello di perdite sul territorio gestito e alla contestuale individuazione dell'obiettivo di contenimento (o di mantenimento, se la gestione già si caratterizza per un basso tasso di perdite). La RQTI definisce il macro-indicatore M1 "Perdite idriche", come la combinazione di un primo indicatore ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato (M1a "Perdite idriche lineari") e un secondo indicatore definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto nell'anno considerato (M1b "Perdite idriche percentuali"). Per tale macro-indicatore sono fissate cinque classi che identificano livelli di perdita via via crescenti passando dalla classe A alla classe E¹¹.

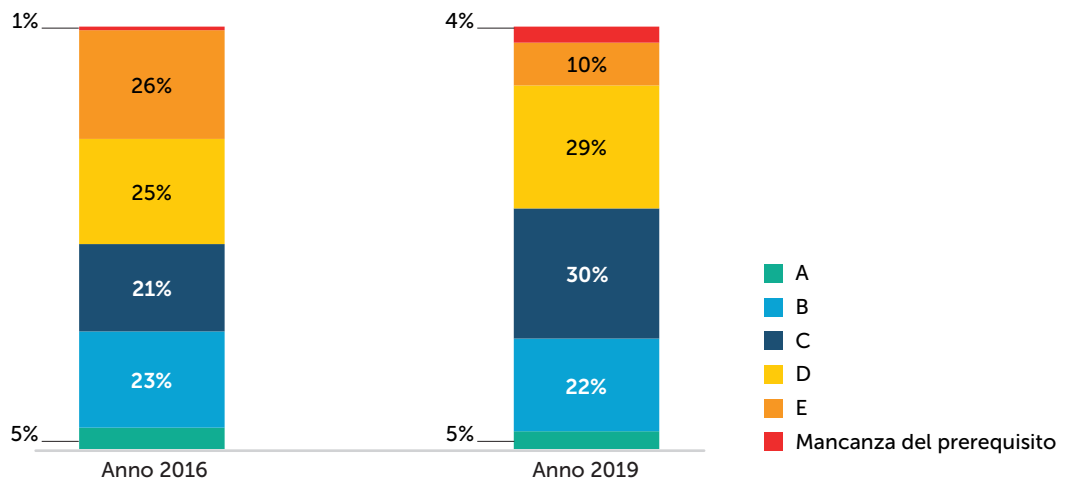
Rispetto alla rilevazione condotta per l'anno 2016, in cui la maggior parte della popolazione era servita da gestioni collocate nelle classi peggiori D ed E (rispettivamente 25% e 26%), con riferimento all'anno 2019 si osserva una significativa riduzione della porzione di popolazione servita da gestori in classe E (meno della metà di quella rilevata nel 2016), con la maggior parte della popolazione servita da gestori posizionati nelle classi C e D; tali dati mettono in luce un significativo miglioramento rispetto a quelli del 2016 (Fig. 5.3). Nonostante gli effetti positivi sopra indicati, la quota di popolazione servita da gestori posizionati in classe A è ancora esigua e presenta un valore stabile rispetto ai dati del 2016 (5% della popolazione complessivamente rappresentata). Si segnala, infine, un incremento della popolazione il cui servizio è gestito da soggetti che presentano il mancato conseguimento del prerequisito relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati di misura, che nel 2019 raggiunge il 4%. Tale incremento è riconducibile all'allargamento del campione rispetto al 2016, e in particolare alla presenza nel nuovo *panel* di riferimento di alcuni operatori collocati nell'area Sud e Isole, caratterizzati – come in più occasioni evidenziato – da maggiori carenze infrastrutturali e criticità nel presidio delle opere gestite.

10 Si precisa che per talune elaborazioni condotte ai fini della stesura del Capitolo, sono state escluse dal campione le gestioni per le quali si sono riscontrati dati carenti o palesemente errati.

11 Il comma 6.3 dell'RQTI prevede che nella classe A siano incluse le gestioni con M1a inferiore a 15 m³/km/gg e M1b inferiore a 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 15 e 25 m³/km/gg per la classe B, tra 25 e 40 m³/km/gg per la classe C, tra 40 e 60 m³/km/gg per la classe D e da 60 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.

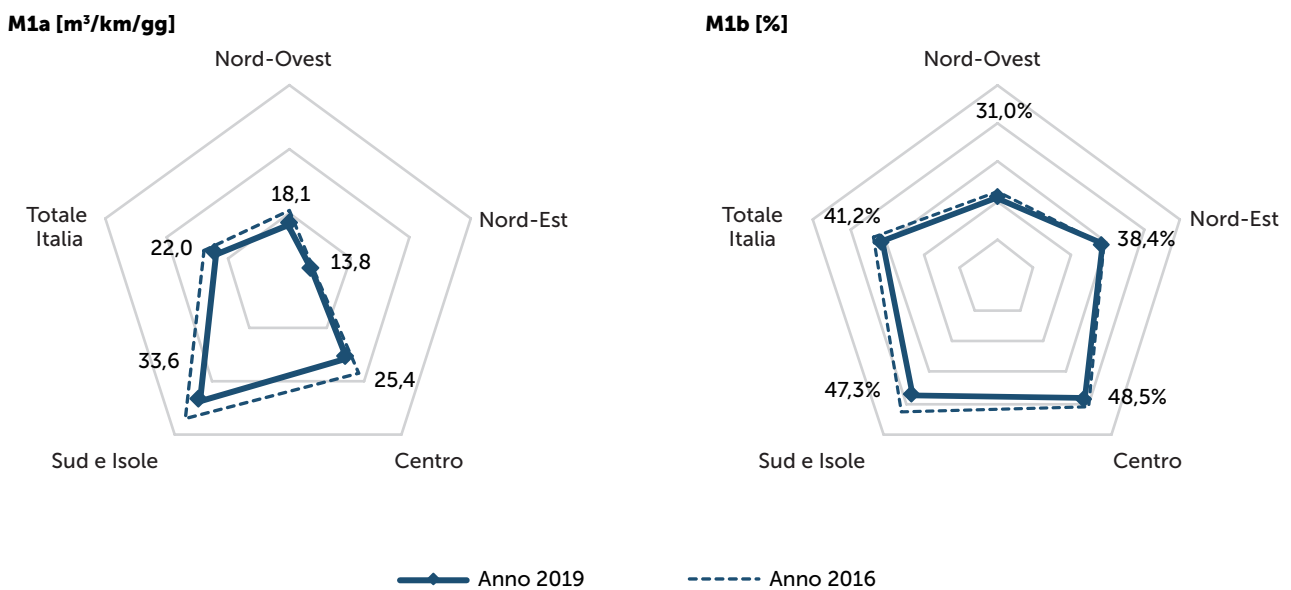
FIG. 5.3 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 "Perdite idriche"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 22 m³/(km x gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 41,2%; si evidenzia, dunque, l'avvio di un primo, seppur lieve, miglioramento (nel 2016 si riscontravano valori superiori per entrambi gli indicatori, che si attestavano rispettivamente a 24,0 m³/(km x gg) e al 43,7%), nonostante si rilevino ancora marcate differenze tra le diverse zone geografiche (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



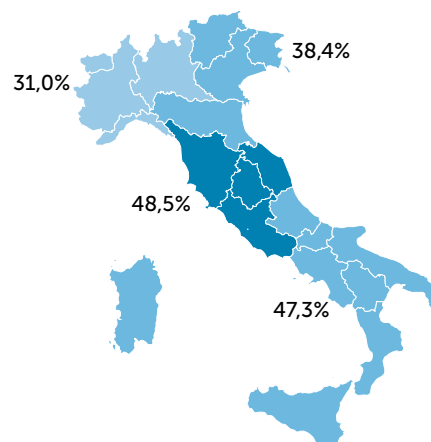
(segue)

M1a [m³/km/gg]

Totale Italia 22,0

**M1b [%]**

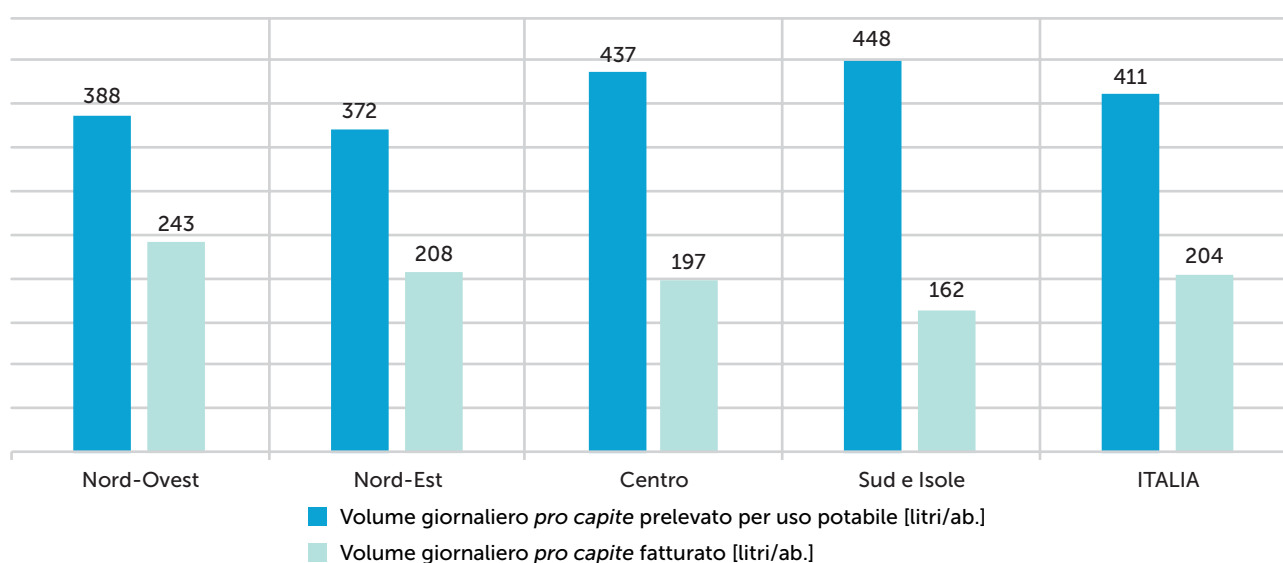
Totale Italia 41,2%



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Di interesse risulta anche il confronto tra volumi medi giornalieri *pro capite* prelevati a uso potabile¹² nelle diverse aree geografiche e la quota parte di volumi fatturati all'utente finale (Fig. 5.5), dal quale emerge un dato medio nazionale di volume prelevato superiore a 400 litri/(ab x gg), a fronte di un volume medio fatturato alle utenze di circa 200 litri/(ab x gg), con un *gap* via via crescente passando dai gestori del Nord, ai gestori del Centro, ai gestori del Sud e delle Isole. Come già evidenziato nella scorsa edizione della *Relazione Annuale*, il prelievo idrico nazionale si conferma molto elevato rispetto a numerosi paesi europei¹³. 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 (per esempio, innaffiamento di giardini comunali, alimentazione di fontane pubbliche, lavaggi di reti se misurati) non fatturati.

FIG. 5.5 Volumi medi giornalieri *pro capite* prelevati e fatturati



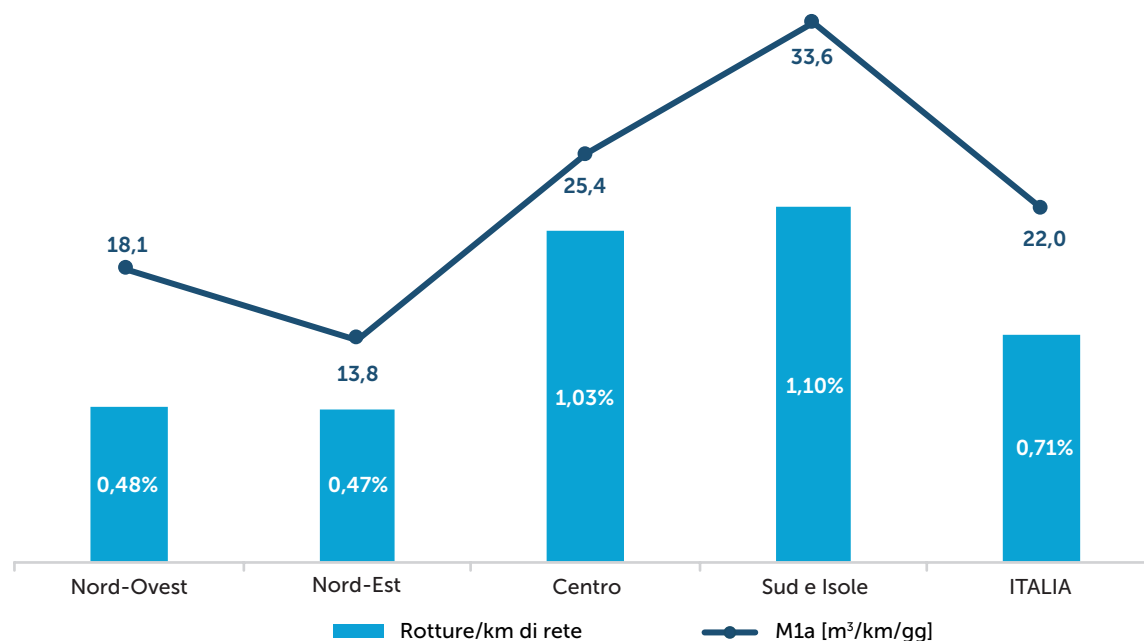
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

¹² 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.

¹³ Istat, *Le statistiche dell'Istat sull'acqua. Anni 2018-2020, 2021*.

A livello nazionale, è stato registrato un numero medio di rotture pari a 0,71/km di rete, in diminuzione rispetto alla 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 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Misura di processo e di utenza

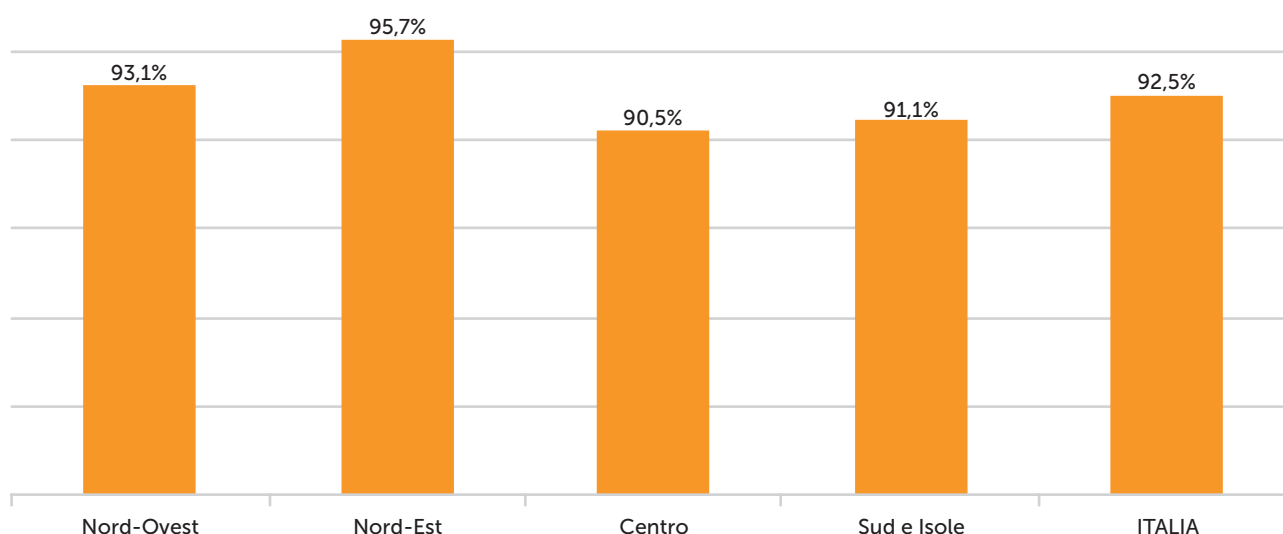
Come anticipato, l'attendibilità dei dati riferiti al macro-indicatore M1 è valutata sulla base di un prerequisito relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati di misura. In particolare, tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza¹⁴.

Con riferimento all'anno 2019, la maggior parte delle gestioni ricomprese nel campione risulta rispettare il prerequisito; più nello specifico, a livello nazionale è stato conseguito un tasso di misura pari al 91,2% per i volumi di processo e un tasso pari al 95,3% per i volumi di utenza. Il mancato conseguimento del prerequisito si rinviene per 15 gestioni, di cui circa la metà non ha raggiunto le soglie stabilite dalla regolazione né per i volumi di processo né per i volumi di utenza.

Nel complesso, esaminando il rapporto tra volumi misurati e volumi totali, con riferimento sia alla misura di processo sia alla misura di utenza, si osserva un valore medio a livello nazionale pari al 92,5%, con talune differenze tra le aree geografiche¹⁵ (Fig. 5.7).

¹⁴ I volumi di processo sono costituiti da tutti i volumi circolanti nelle reti e negli impianti, inclusi i volumi scambiati con altri gestori; i volumi di utenza si riferiscono ai volumi consegnati alle utenze finali.

¹⁵ Per la definizione dei volumi misurati ai sensi dell'RQTI, ai fini del rispetto del pertinente requisito, si veda l'art. 20 dell'RQTI stessa.

FIG. 5.7 Quota di volumi misurati sui volumi totali per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Un focus particolare meritano i dati riferiti all'applicazione del TIMSII¹⁶, anche in considerazione del recente avvio di procedimento volto all'aggiornamento della regolazione della misura del servizio idrico integrato, di cui alla delibera 2 marzo 2021, 83/2021/R/idr. In merito alla diffusione dei misuratori presso le utenze, si conferma, a livello nazionale, una percentuale minimale di assenza dei misuratori (pari all'1,3% del totale delle utenze servite), in linea con i dati presentati nella *Relazione Annuale 2020*. Inoltre, sempre con riferimento al 2019, le utenze con sistemi di fornitura a bocca tarata risultano pari allo 0,59% delle utenze servite, con una lieve differenza rispetto al dato riscontrato nel 2017 (0,55%), motivata dall'incremento del campione del 2019 rispetto a quello disponibile per il 2017. Un confronto a parità di campione, invece, mostra che è in corso un progressivo processo di riduzione dei sistemi di fornitura citati¹⁷.

Si riscontrano, tuttavia, ancora diffuse criticità in merito alla possibilità di accesso ai misuratori al fine della loro lettura da parte degli operatori: con riferimento all'anno 2019, le utenze con contatore non accessibile o parzialmente accessibile rappresentano poco meno del 50% delle utenze dotate di misuratore. Questo si riflette sull'efficacia dell'attività di raccolta dei dati di misura, che solo a partire dal 2019 ha raggiunto un livello superiore alle due letture annue per utente (le normative nazionali e il TIMSII prevedono un requisito minimo di due tentativi di lettura all'anno), e precisamente pari a 2,07 letture annue andate a buon fine (escludendo le autoletture) per ciascuna utenza dotata di misuratore (Fig. 5.8).

Tale dato non evidenzia, tuttavia, profili di mancata *compliance* alla regolazione sulla misura, dal momento che il numero di tentativi di lettura svolti annualmente dagli operatori presso le utenze è risultato pari o superiore a 2, già a partire dal 2015, raggiungendo nel 2019 il valore di 2,4, con un incremento rispetto al 2015 del 19% circa.

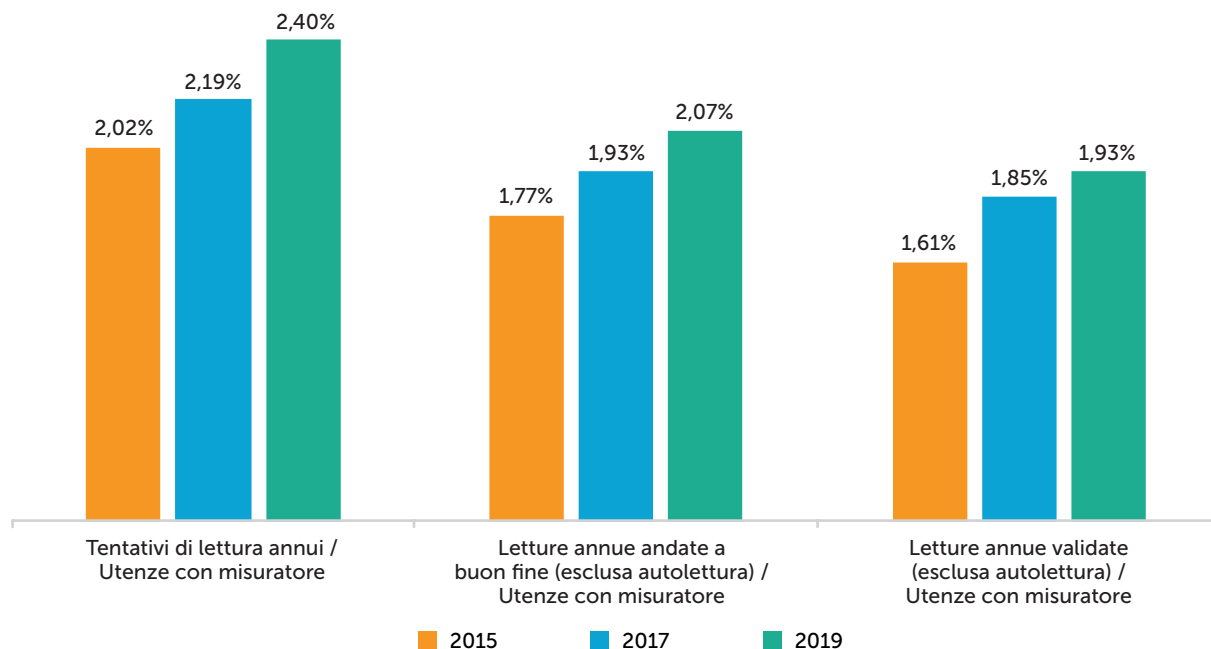
In analogia con quanto rilevato per i tentativi annui di lettura e per le letture andate a buon fine, tra il 2015 e il 2019 si nota un incremento anche in relazione alle letture annue validate per ciascuna utenza dotata di misu-

¹⁶ Delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" ed entrata in vigore gradualmente a partire da luglio 2016, fatte salve le deroghe temporali concesse nei casi di aggregazione gestionale.

¹⁷ A parità di perimetro, si rileva una percentuale pari allo 0,52%.

ratore: nel 2019 si è raggiunto il valore di 1,93 letture validate (escluse le autoletture) per ciascuna utenza con misuratore, con un incremento del 20% rispetto al 2015. Contestualmente, si evidenzia una riduzione del tasso di dati non validati rispetto alle letture andate a buon fine, che è passato dal 9% nel 2015 al 7% per il 2019.

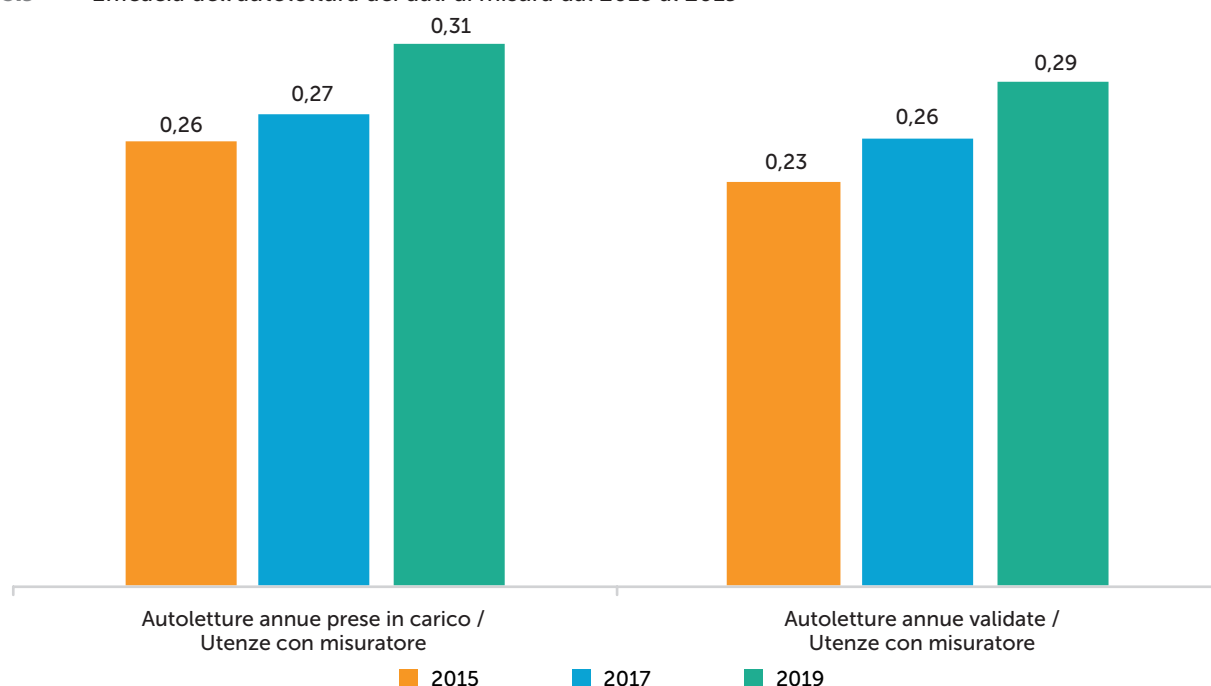
FIG. 5.8 Efficacia dell'attività di raccolta dei dati di misura dal 2015 al 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Nonostante l'incremento dei tentativi di lettura annui rilevati nel tempo, il tasso di indisponibilità dei dati, inteso come differenza tra tentativi di lettura e letture andate a buon fine rispetto ai tentativi di lettura, si è innalzato dal 12% al 13% tra l'inizio e la fine del periodo di rilevazione qui considerato. La causa principale del fallimento dei tentativi di raccolta è riconducibile alla mancata accessibilità degli strumenti di misura. Una delle più recenti soluzioni volte a ridurre questa problematica è costituita dall'impiego di misuratori dotati di dispositivi di *water smart metering*. Con riferimento all'anno 2019, le utenze equipaggiate con misuratori dotati di funzionalità *smart* sono risultate pari al 3,5% del numero complessivo di utenti dotati di misuratore, valore che risulta esiguo, seppure in aumento, presumibilmente anche a causa dell'incertezza sulle tecnologie applicabili, in rapida evoluzione.

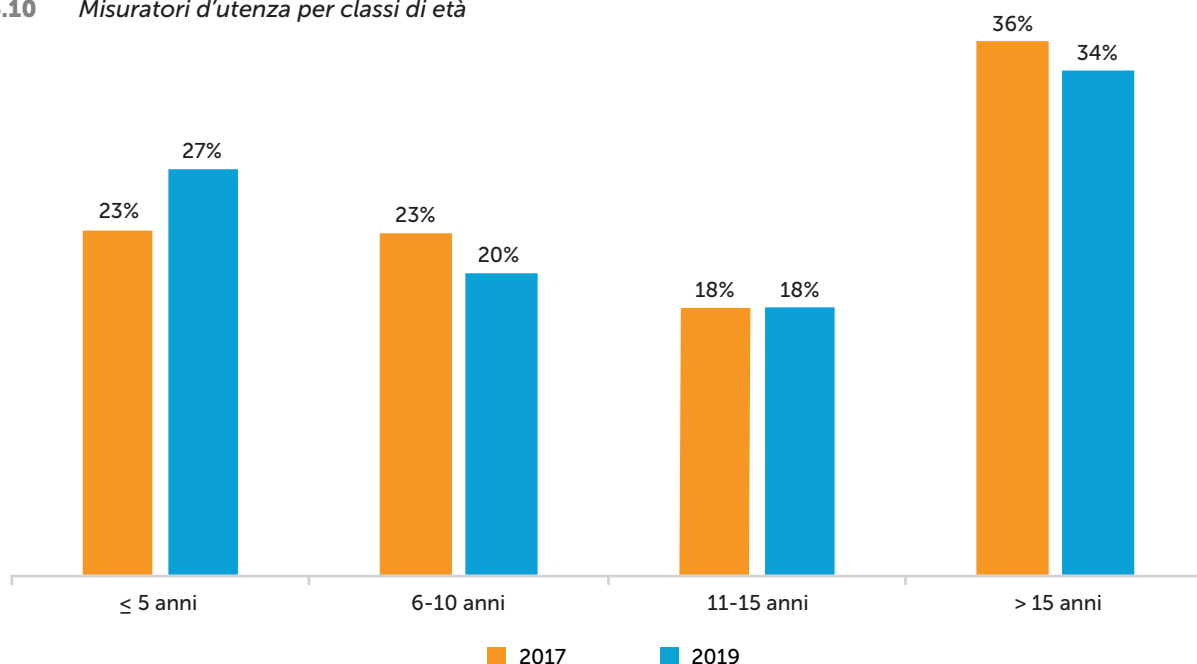
Occorre tuttavia ricordare che la regolazione del servizio di misura prevede anche la possibilità per l'utenza di ricorrere all'autolettura del misuratore e alla successiva comunicazione del dato di misura attraverso i diversi canali messi a disposizione dal gestore. Con riferimento a questo aspetto, nel quinquennio considerato, si evidenziano miglioramenti sia in merito al numero medio di autoletture comunicate e prese in carico, sia al numero medio di autoletture validate, entrambe riferite a ciascuna utenza con misuratore (Fig. 5.9). In particolare, risulta che mediamente nel 2019 sono state prese in carico 0,31 autoletture per ciascun utente con misuratore (con un incremento dal 2015 del 22%); inoltre, le autoletture validate risultano pari a 0,29 rispetto alle utenze con misuratore (con un incremento dal 2015 del 25%). Il tasso di validazione delle autoletture è risultato superiore al 90%, in aumento tra il 2015 e il 2019, in analogia con quanto rilevato per il grado di validazione delle letture effettuate dal gestore.

FIG. 5.9 Efficacia dell'autolettura dei dati di misura dal 2015 al 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

L'efficacia complessiva del servizio di misura d'utenza non può prescindere dall'analisi sul livello di vetustà degli strumenti di misura, dal momento che alcuni studi di settore evidenziano che misuratori molto vecchi sono caratterizzati da un maggiore errore di misura, in particolare per quanto riguarda gli strumenti con funzionamento di tipo meccanico, che costituiscono la parte preponderante del parco contatori installato presso le utenze. Con riferimento ai dati del 2019, il numero di misuratori con età superiore a 15 anni è risultato pari al 34% del parco contatori. Rispetto alla precedente rilevazione (anno 2017), tale valore risulta in diminuzione, con un contestuale incremento del tasso di misuratori con età pari o inferiore a 5 anni (Fig. 5.10). Il *trend* in diminuzione del tasso di vetustà dei misuratori è riconducibile alla diffusa adozione di piani pluriennali di sostituzione massiva dei contatori obsoleti, più di recente avviati anche in deroga ai termini per la verifica periodica recati dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 relativo ai controlli sugli strumenti di misura¹⁸.

18 In particolare, il decreto ministeriale n. 93/2017 stabilisce una periodicità della verifica degli strumenti di misura dell'acqua pari a 10 anni in caso di misuratori meccanici e a 13 anni per quelli statici, prevedendo, altresì, che tali obblighi possano essere derogati nell'ambito dei provvedimenti di regolazione adottati dall'Autorità "anche in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi".

FIG. 5.10 Misuratori d'utenza per classi di età

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Continuità del servizio

Uno degli aspetti di maggiore interesse diretto per le utenze è rappresentato dalla continuità nell'erogazione dell'acqua. Al fine di presidiare questa tematica, l'Autorità ha introdotto nella RQTI uno specifico macro-indicatore che valuta la durata media delle interruzioni¹⁹ programmate e non programmate (di durata superiore all'ora) subita da ciascun utente finale²⁰ nell'anno (macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio")²¹. In aggiunta, in coerenza con la normativa di settore, sono stati previsti tre indicatori volti al monitoraggio puntuale degli obblighi di continuità del servizio (standard specifici), il cui mancato rispetto implica la corresponsione alle utenze interessate di un proporzionato indennizzo automatico.

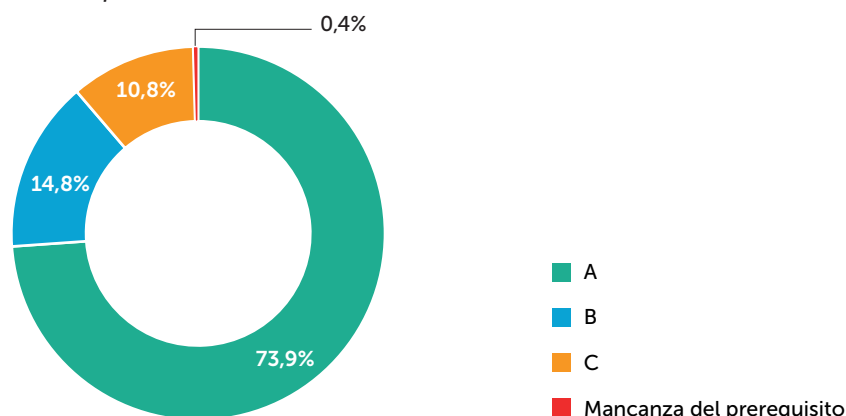
In merito al macro-indicatore M2, i dati per il 2019 (Fig. 5.11) mostrano che il 74% della popolazione è servito da gestori che hanno garantito una buona continuità del servizio di erogazione, posizionandosi in classe A (cui corrisponde una durata delle interruzioni inferiore alle 6 ore/anno per utente), al 15% della popolazione è stato garantito un livello di interruzioni inferiore a 12 ore/anno/utente (classe B), mentre la restante quota di popolazione ha subito mediamente cospicue interruzioni del servizio, almeno pari a 12 ore all'anno per utente (tale numero di ore è stato individuato come soglia inferiore della classe C). Si evidenzia, inoltre, una piccola percentuale di popolazione i cui gestori non hanno conseguito il prerequisito sulla disponibilità e sull'affidabilità dei dati per la costruzione del macro-indicatore, non avendo ancora terminato le attività necessarie a rilevare le grandezze sottese al macro-indicatore, che richiedono la registrazione puntuale delle interruzioni occorse e delle rispettive utenze interessate.

19 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 razione idrico in condizioni di scarsità".

20 Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 dell'RQTI.

21 Per tale indicatore, anche in ragione del fatto che alcune delle grandezze richieste per il relativo calcolo risultavano non rilevate o stimate prima dell'avvio della regolazione della qualità tecnica, l'applicazione del meccanismo di incentivazione dell'RQTI è stato avviato a partire dall'anno 2020.

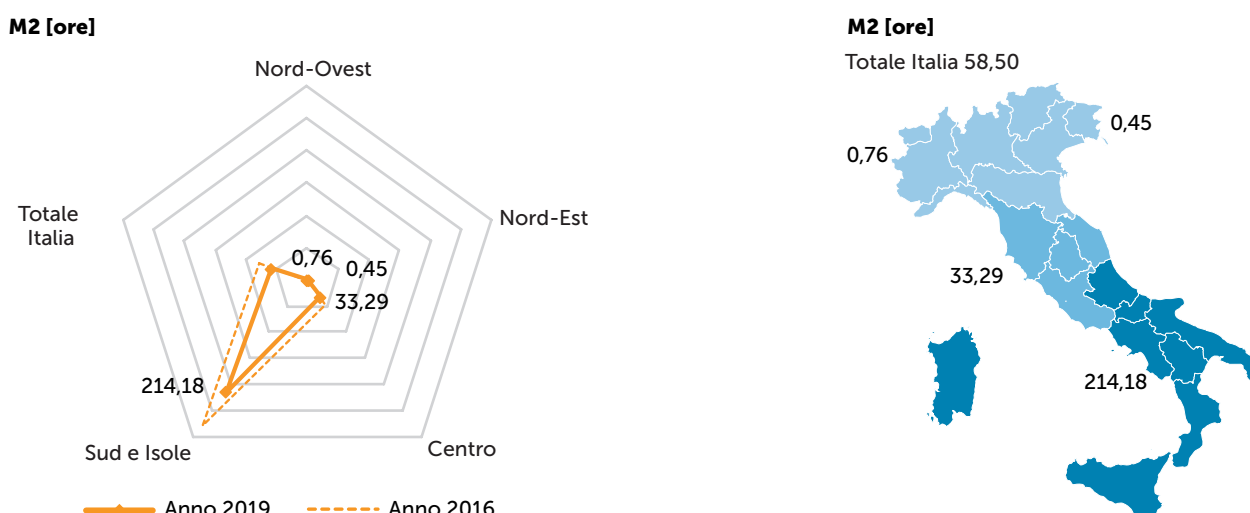
FIG. 5.11 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Osservando la distribuzione delle *performance* conseguite dai gestori nelle diverse aree geografiche del Paese, emerge che gli operatori del Nord si collocano quasi per intero nella classe A, con valori medi di interruzioni per utenti compresi tra 0,45 e 0,76 ore/anno (Fig. 5.12). Nel Centro, più del 70% dei gestori è posizionato nelle classi B (56%) e C (15%) e il valore medio conseguito è stato di circa 33 ore di interruzioni medie per utente all'anno a causa degli alti valori riportati da due gestioni, escludendo le quali il valore medio si attesterebbe a 7,94 ore/anno. Nel Sud e nelle Isole si rileva una situazione maggiormente variegata, essendo presenti numerose gestioni che rientrano nella classe migliore o in quella intermedia, affiancate, tuttavia, da diverse realtà che mostrano problematiche strutturali di mantenimento della continuità del servizio, tali da innalzare il valore medio delle interruzioni a valori superiori alle 200 ore annue per utente. In relazione a tali situazioni particolarmente critiche, l'Autorità ha richiesto al competente Ente di governo dell'ambito di presidiare l'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare tale fenomeno. Per le aree del Sud e Isole e del Centro, comunque, è possibile notare uno sforzo di miglioramento rispetto alla situazione rappresentata nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata nella figura 5.12), mentre ci si attendono ulteriori progressi nel prossimo biennio, tenuto conto dell'attivazione del meccanismo incentivante anche per il macro-indicatore in oggetto a partire dal 2020.

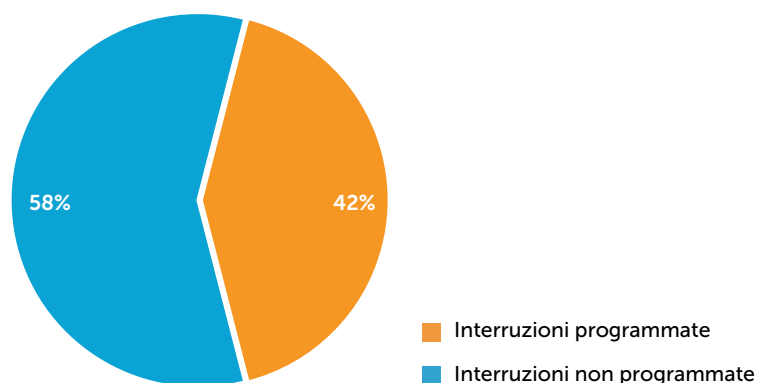
FIG. 5.12 Valori medi del macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Come indicato in premessa, le interruzioni sono distinte in interruzioni programmate o non programmate. Le interruzioni non programmate 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. Le analisi svolte (Fig. 5.13) hanno confermato la prevalenza delle interruzioni non programmate (58% delle interruzioni complessivamente registrate), anche se è possibile notare una riduzione di tale incidenza rispetto a quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale* (64%).

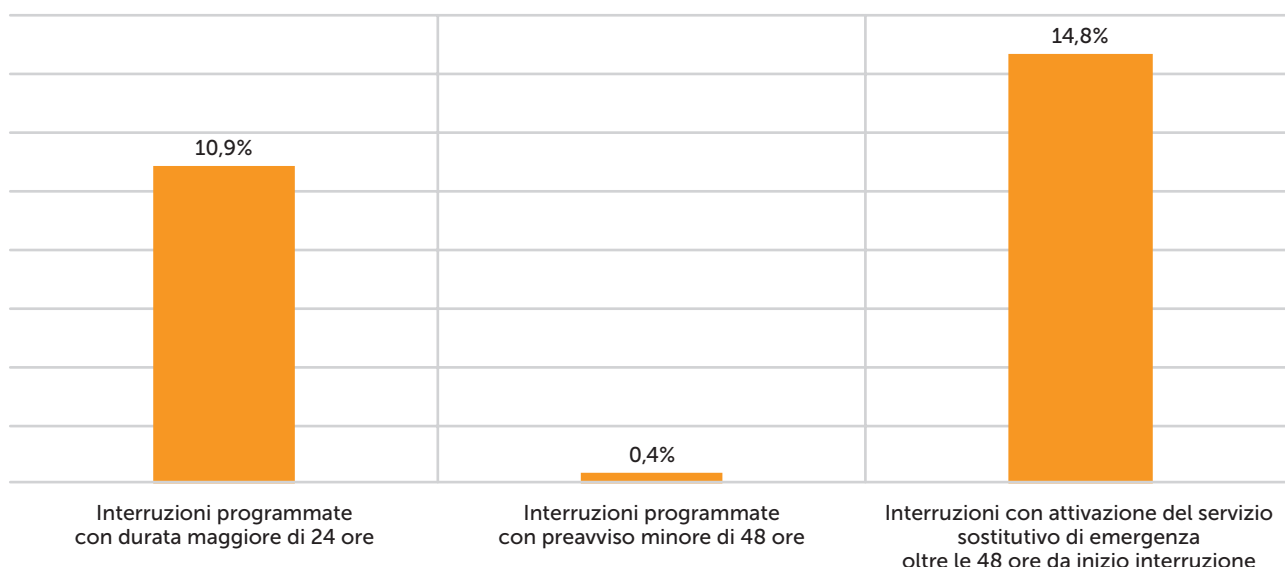
FIG. 5.13 Interruzioni programmate e non programmate



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

In relazione alle interruzioni programmate, pari al 42% delle interruzioni occorse complessivamente, la RQTI ha introdotto l'obbligo per i gestori di ottemperare a due standard specifici, anche tenuto conto di quanto già disposto dalla normativa sovraordinata, prevedendo, inoltre, l'obbligo di corrispondere indennizzi automatici agli utenti che abbiano subito un disservizio legato al mancato raggiungimento degli standard. Si tratta nello specifico degli standard "Durata massima della singola sospensione programmata", che non deve superare le 24 ore (standard S1) e "Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura", che non può essere inferiore alle 48 ore (standard S3). La RQTI ha, infine, introdotto un terzo standard specifico riferito sia alle interruzioni programmate sia a quelle non programmate, che prevede un "Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile" non superiore alle 48 ore (standard S2).

Nel corso del 2019 (Fig. 5.14), circa l'11% delle interruzioni programmate ha registrato una durata superiore alle 24 ore (standard S1), anche se la problematica sembra prevalentemente localizzata 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 0,4% delle interruzioni è avvenuto con un preavviso inferiore alle 48 ore. Si evidenzia, invece, un'elevata incidenza 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 (14,8%). Le interruzioni che hanno richiesto l'attivazione del servizio di emergenza sono state pari al 3,6% delle interruzioni complessivamente rilevate.

FIG. 5.14 Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

La RQTI 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 25% della popolazione servita è garantito uno standard migliorativo per almeno uno dei tre standard specifici.

Qualità dell'acqua erogata

Il terzo macro-indicatore introdotto dalla RQTI per valutare l'attività di gestione degli acquedotti è relativo alla qualità dell'acqua consegnata alle utenze (M3 "Qualità dell'acqua erogata"), ed è definito dalla combinazione di tre indicatori:

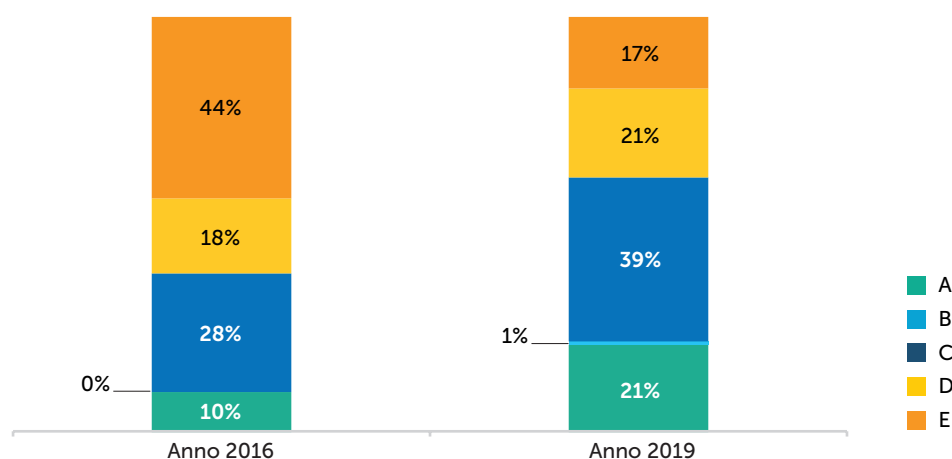
- il primo indicatore (M3a) considera gli eventi che hanno portato all'emanazione di ordinanze di non potabilità, in tutto o in una porzione del territorio gestito, da parte delle autorità preposte ed è espresso in termini di numero di utenze²² interessate e durata di ciascuna ordinanza;
- il secondo e il terzo indicatore considerano i controlli svolti dal gestore nell'ambito dei controlli interni previsti dalla normativa di settore e, in particolare, i campioni (M3b) e i parametri (M3c) che sono risultati non conformi alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita.

Al fine di poter accedere al meccanismo incentivante per il macro-indicatore M3, occorre che il gestore abbia conseguito il 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 2 febbraio 2001, n. 31. Inoltre, deve essere conseguito il prerequisito riferito alla disponibilità e all'affidabilità dei dati per la quantificazione del macro-indicatore. In relazione all'anno 2019, tutte le gestioni hanno conseguito il primo prerequisito citato, mentre per una sola gestione, collocata nel Centro Italia, il pertinente Ente di governo dell'ambito ha ritenuto non validabili i dati di qualità comunicati, essendo ancora in atto le procedure di sistematizzazione dei piani analitici.

²² Nel caso di utenze condominiali deve essere conteggiato il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 11 dell'RQTI.

I dati relativi alla distribuzione della popolazione sottesa ai gestori che appartengono alle differenti classi previste per il macro-indicatore M3 (Fig. 5.15) mostrano che per il 21% della popolazione si riscontrano condizioni ottimali di qualità dell'acqua erogata (classe A, caratterizzata dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno di riferimento e da un tasso contenuto di campioni e parametri non conformi), il 40% 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 trascurabile di campioni e parametri non conformi), il 21% della popolazione è servito 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 17% 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 2016 è possibile evidenziare, nel complesso, significativi miglioramenti in relazione alla qualità dell'acqua erogata, con un deciso incremento delle gestioni che si collocano in classe A (21% della popolazione servita nel 2019, rispetto al 10% nel 2016) e un notevole decremento delle gestioni che si collocano in classe D (17% della popolazione servita nel 2019, rispetto al 44% nel 2016) (Fig. 5.15).

FIG. 5.15 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"

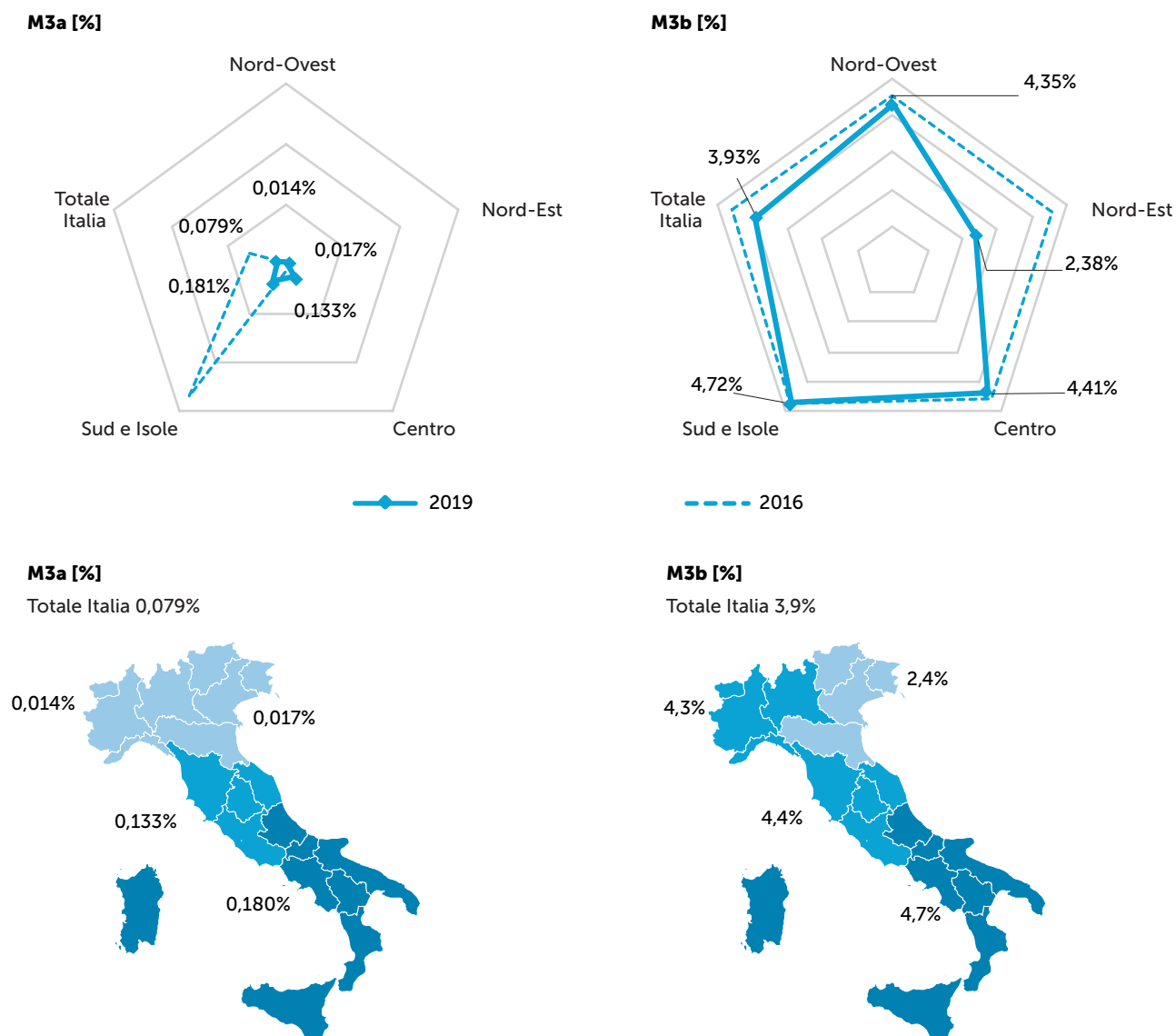


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/ldr).

A livello nazionale, si osserva un valore medio dello 0,079% per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità – Fig. 5.16), del 3,93% per l'M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,28% per l'M3c (percentuale dei parametri non conformi). Nel complesso, tutti gli indicatori mostrano un miglioramento rispetto ai valori medi riscontrati nel 2016 a livello nazionale (0,323% per l'indicatore M3a, 4,59% per l'M3b, 0,35% per l'M3c). Su base territoriale, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area centro-meridionale. In particolare, nell'anno considerato, sembra emergere un peggioramento legato a fenomeni di inquinamento delle acque con diffusa emanazione di ordinanze di non potabilità nell'area centrale del Paese, rispetto a quanto rappresentato per l'anno 2016 nella *Relazione Annuale 2020* (linee tratteggiate). Al contrario, si sono registrati sensibili miglioramenti in relazione all'indicatore M3a registrato per il Sud e le Isole²³. Per quanto concerne gli indicatori sul tasso di non conformità dei campioni (M3b e M3c), si notano segnali di miglioramento, rispetto a quanto registrato per il 2016, in tutte le zone geografiche del Paese.

²³ In merito ai dati relativi all'indicatore M3a per l'anno base, si evidenzia che l'elevata incidenza media associata al Sud e alle Isole è in particolare riconducibile a un gestore di dimensioni significative, per il quale sono state emesse numerose ordinanze di non potabilità di durata elevata e aventi impatto su molte utenze servite. In merito all'indicatore M3b del medesimo gestore, invece, sono stati registrati numerosi campioni non conformi, ma l'incidenza rispetto ai campioni totali eseguiti è risultata in linea con il resto dei soggetti ricompresi nella medesima area geografica.

FIG. 5.16 Valori medi degli indicatori M3a "Incidenza ordinanze di non potabilità" e M3b "Tasso campioni non conformi" per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Il decreto legislativo n. 31/2001 suddivide i parametri oggetto di verifica da parte dei gestori e delle aziende sanitarie territorialmente competenti in microbiologici, chimici e indicatori; tali parametri sono raccolti nell'allegato 1 del medesimo decreto, rispettivamente nelle parti A, B e C²⁴. Nella compilazione dei prospetti relativi all'indicatore M3c è richiesto di distinguere i parametri per i quali si è riscontrata una non conformità seguendo la classificazione stabilita dal citato decreto. In relazione ai dati per il 2019, si osserva (Fig. 5.17) che l'incidenza maggiore di non conformità si rileva per i parametri indicatori (70%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici (20%) e chimici (10%).

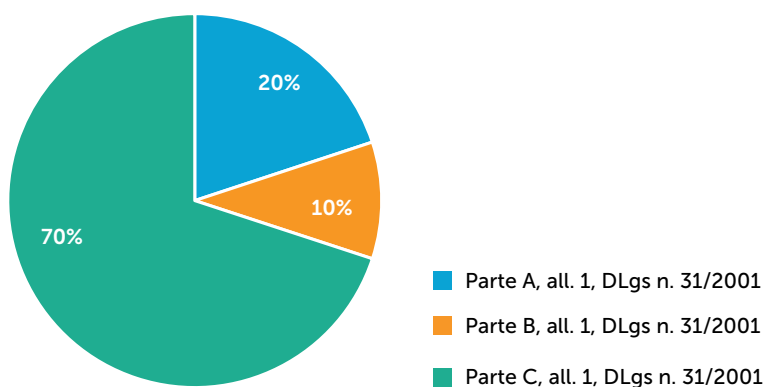
Un tema di crescente importanza per quanto riguarda i controlli della qualità dell'acqua è rappresentato dai *Water Safety Plan* (WSP, Piani di sicurezza dell'acqua), introdotti per la prima volta in Italia dal decreto del Ministero

²⁴ 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.

della salute 14 giugno 2017, in recepimento della direttiva 2015/1787/UE, ora superata dalla recente direttiva 2020/2184/UE, che rifonda la direttiva 98/83/CE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo – fondato sull'analisi del rischio – in sostituzione dell'attuale metodologia di gestione di tipo reattivo.

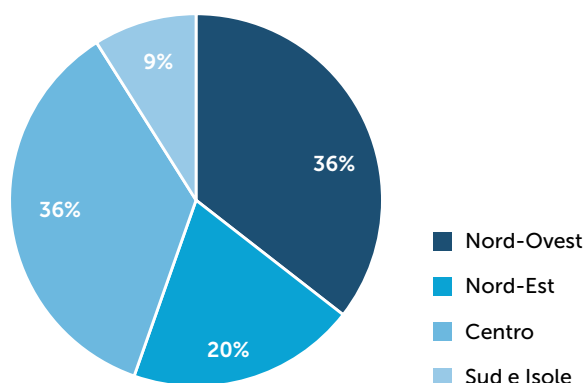
In merito a tale aspetto, dalla ricognizione svolta è emerso che solamente 27 gestioni del campione hanno adottato il modello *Water Safety Plan*, per quanto in modo parziale e/o solo su una porzione limitata del territorio servito, con una copertura del 43% della popolazione complessivamente servita. L'applicazione sembra maggiormente sviluppata nel Nord (56%) e nel Centro (36%), mentre risulta scarsamente applicata nelle aree meridionali della Penisola (Fig. 5.18).

FIG. 5.17 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 (RQT 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

FIG. 5.18 Quota di popolazione, per area geografica, servita da gestori che hanno applicato (anche solo su porzioni limitate degli acquedotti gestiti) *Water Safety Plan*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

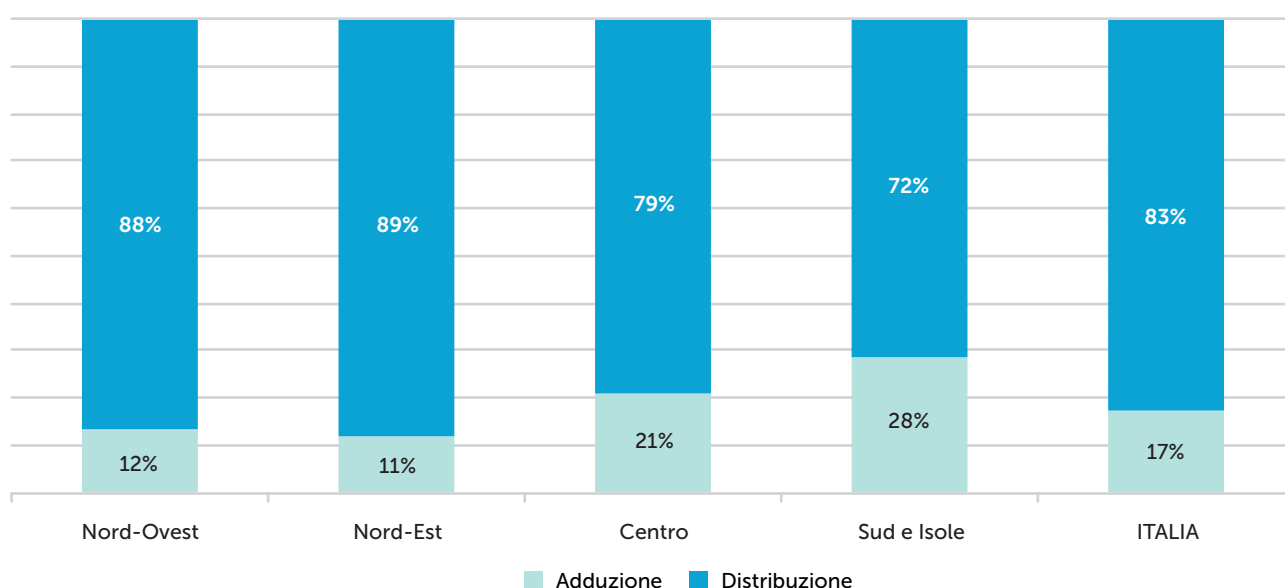
Da ultimo, riguardo alla numerosità di campioni eseguiti dai gestori del *panel* analizzato, si evidenzia un valore medio nazionale del numero di campioni da controlli interni effettuati in distribuzione (a valle di eventuali impianti di potabilizzazione) pari a 0,82 ogni 10.000 metri cubi annui erogati²⁵.

²⁵ Si specifica che per i volumi erogati sono stati considerati i consumi fatturati in distribuzione (RW).

Altri aspetti infrastrutturali

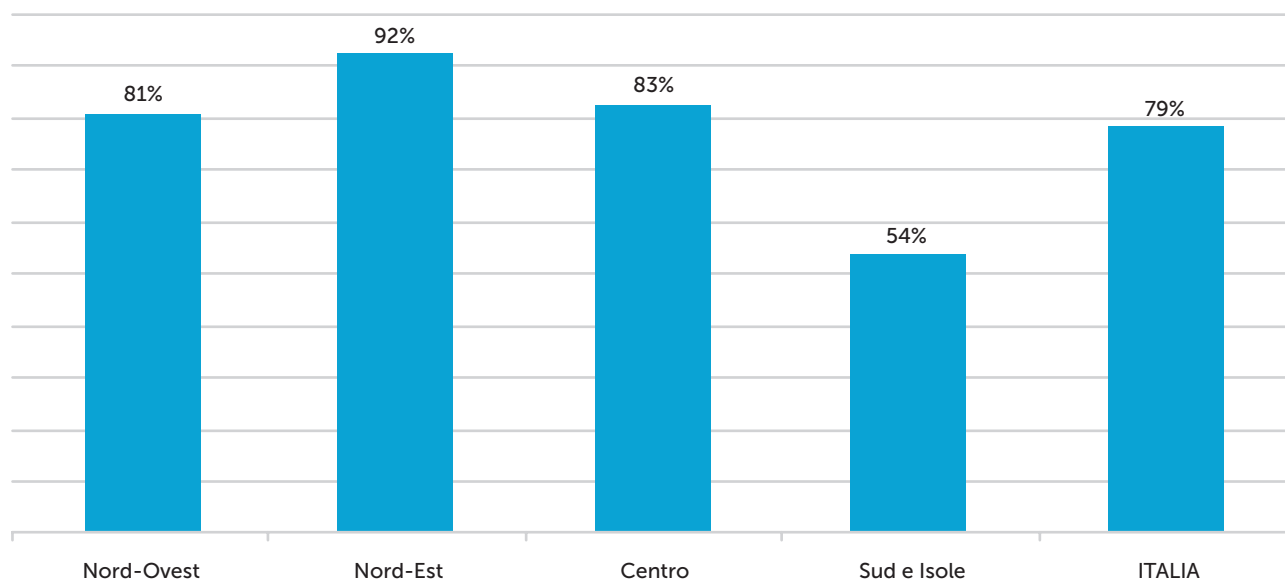
Il *panel* di operatori considerato gestisce complessivamente 380.000 km di reti acquedottistiche. Tradizionalmente, nei sistemi acquedottistici le reti vengono distinte in due tipologie, sulla base della funzione svolta. In particolare, le condotte per il trasporto della risorsa idrica dai punti di prelievo verso i centri di utilizzo sono definite di "adduzione", mentre le condotte che dai punti di interconnessione con le adduttrici distribuiscono l'acqua fino ai punti di consegna alle utenze finali costituiscono la rete di "distribuzione". Sulla base dei dati raccolti, si evidenzia (Fig. 5.19) che la prima tipologia costituisce circa il 17% della rete principale di acquedotto, mentre le reti di distribuzione pesano per il restante 83%. A livello territoriale, si nota una netta prevalenza dell'estensione delle reti di distribuzione rispetto a quella delle reti di adduzione, laddove le fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo. Nell'area meridionale del Paese, dove sono presenti infrastrutture di trasporto di estensione significativa, si osserva, invece, un incremento dell'incidenza delle reti di adduzione.

FIG. 5.19 Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziata, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa, nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale (Fig. 5.20). Il dato medio nazionale si rivela in aumento rispetto a quanto registrato per l'anno 2016 (77%), anche in virtù degli stimoli a una maggiore conoscenza dell'infrastruttura acquedottistica forniti dalla necessità di conseguire gli obiettivi di miglioramento/mantenimento stabiliti dalla RQTI, pur presentando differenze a carattere locale.

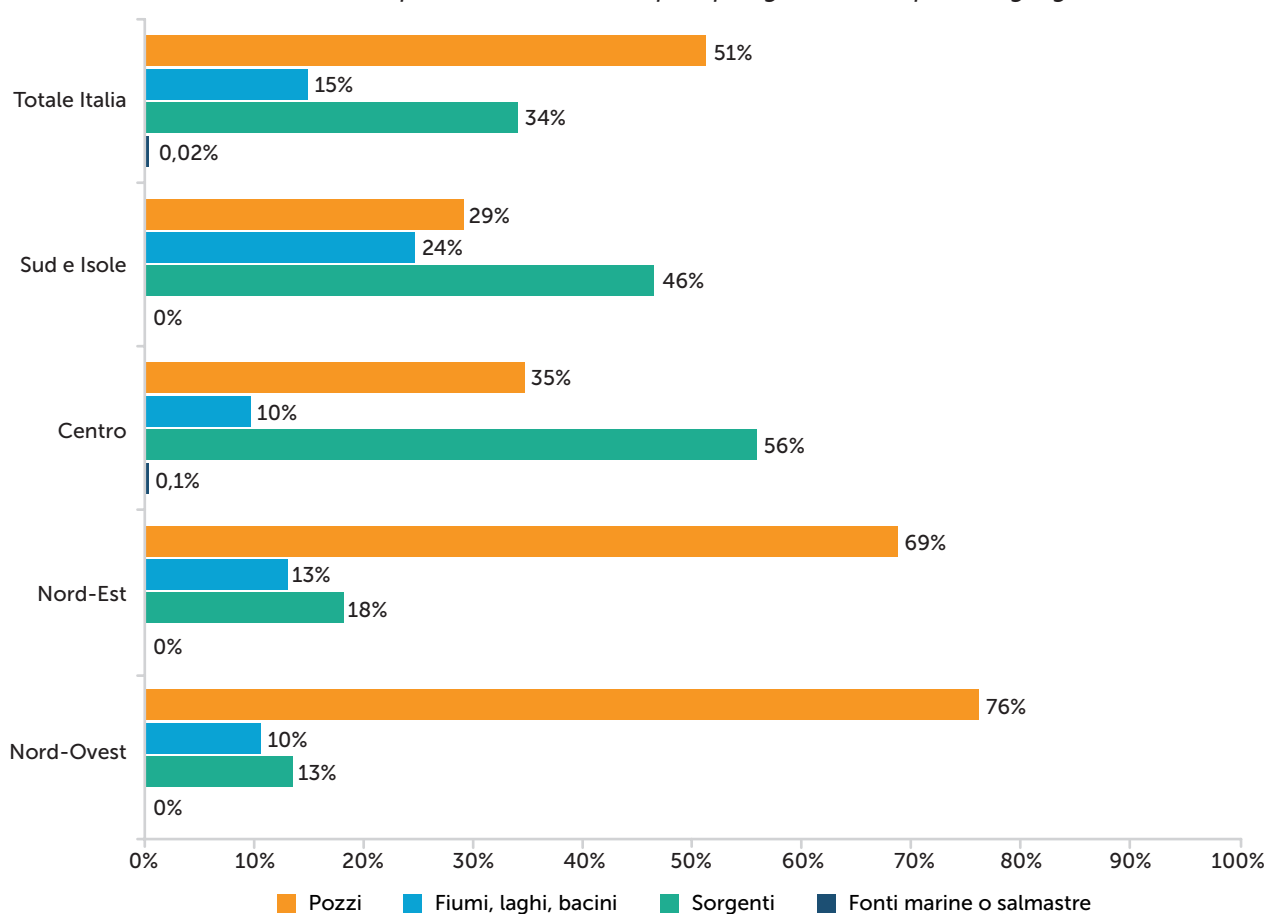
FIG. 5.20 Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Si segnalano comunque ulteriori margini di miglioramento in termini di conoscenza delle reti, dal momento che per il 62% delle condotte non è nota l'età di posa. Questo dato potrà nel tempo contrarsi, essendo legato anche al tasso di sostituzione delle reti che, per il 2019, è risultato pari allo 0,6%, ancora non ottimale ma in aumento rispetto al 2016 (0,4%).

Sempre in materia di digitalizzazione delle reti, si riscontra un significativo incremento anche per quanto riguarda la messa in esercizio di sistemi di telecontrollo o regolazione automatica della portata o della pressione sulle reti di distribuzione (estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate telecontrollate), che dal 21,8% registrato per il 2016 è salito al 32,8%, in un percorso coerente, peraltro, con gli stimoli al rafforzamento della digitalizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Passando ora a una rassegna delle tipologie di fonti di approvvigionamento della risorsa impiegate nel Paese, si osservano (Fig. 5.21) diverse combinazioni tra fonti sotterranee e superficiali, a seconda della localizzazione geografica. In particolare, nelle aree del Nord sono prevalentemente impiegati, come fonti di approvvigionamento, i pozzi profondi; nel Centro, nel Sud e nelle Isole, invece, si evidenzia un significativo impiego di risorsa proveniente da sorgenti, con il Sud e le Isole che utilizzano anche una quota significativa di acqua proveniente da bacini idrici. Le fonti marine o salmastre sono impiegate in modo residuale solo per talune gestioni del Centro.

FIG. 5.21 *Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte e per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Infine, esaminando i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per circa il 60% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,45 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto, con variazioni non significative tra le diverse aree territoriali e in linea con il valore medio registrato nella precedente rilevazione.

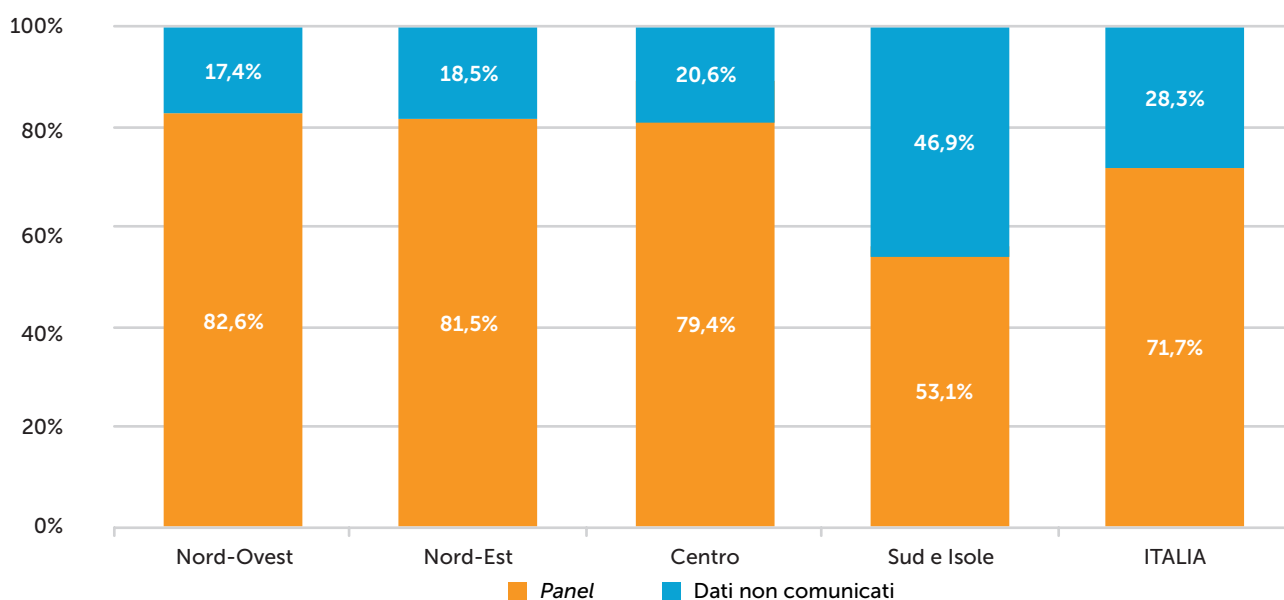
Servizio di fognatura

Il servizio di fognatura è adibito all'attività di raccolta e collettamento delle acque reflue. Come precedentemente accennato, l'Autorità, al fine di valutare e incentivare il continuo miglioramento delle *performance* conseguite dai gestori per questo servizio, ha introdotto nella RQT1 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 sua carente gestione. Tale macro-indicatore è costruito come combinazione di tre indicatori semplici volti a valutare, da un lato, la frequenza degli episodi di allagamento e/o sversamento da fognatura (indicatore M4a) e, dall'altro, l'adeguatezza degli scaricatori di piena sia dal punto di vista normativo (indicatore M4b) sia dal punto di vista gestionale, ovvero relativamente al livello di controllo al quale i medesimi sono sottoposti nell'arco dell'anno (indicatore M4c).

Come già precisato in premessa, l'accesso al meccanismo incentivante per tutti i macro-indicatori è subordinato al raggiungimento di alcuni requisiti minimi, c.d. prerequisiti. Per il servizio fognario, oltre al prerequisito relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati, previsto per tutti i macro-indicatori di qualità tecnica, è stato individuato un prerequisito teso a intercettare tutte le realtà che presentano profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di collettamento 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 conformi²⁶.

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2019, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 144 gestioni, con una copertura pari al 71,7% della popolazione residente italiana (43,2 milioni di abitanti)²⁷. Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori prossima all'80% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 53% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.22).

FIG. 5.22 Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

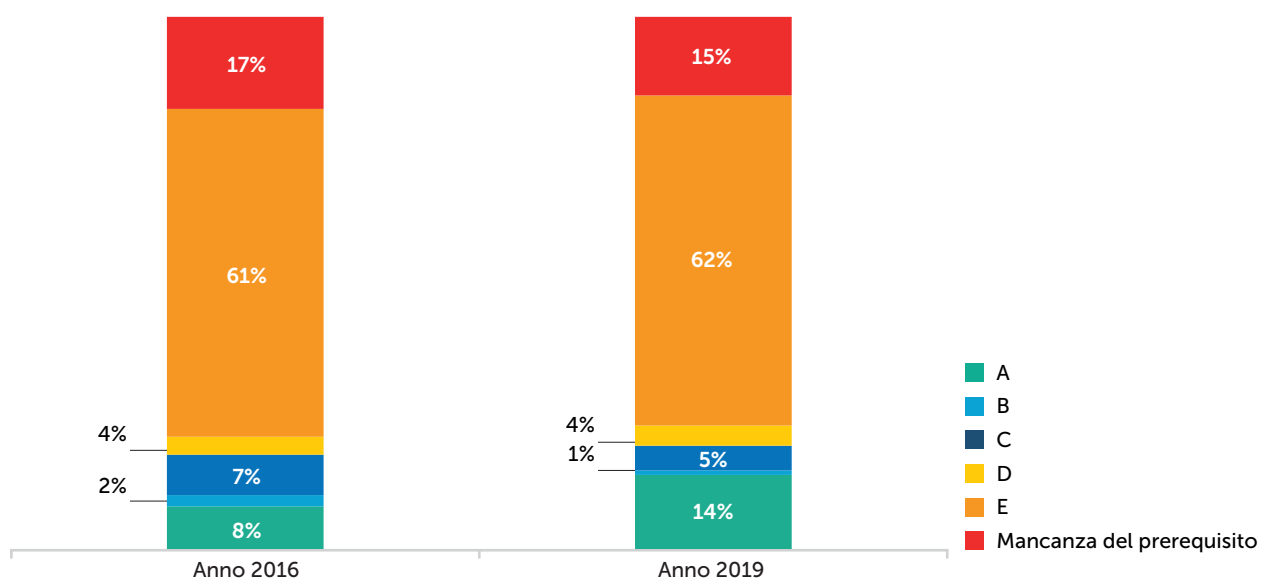
A livello nazionale, la situazione relativa alla distribuzione della popolazione servita, nelle cinque classi individuate per il macro-indicatore M4, è mostrata nella figura 5.23. Come emerso per i macro-indicatori di acquedotto, anche per il macro-indicatore M4 è possibile notare un miglioramento nelle *performance* complessivamente conseguite dai gestori in seguito all'introduzione della regolazione della qualità tecnica, con un significativo

²⁶ 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 due i procedimenti europei giunti a condanna da parte della Corte di giustizia dell'Unione: si tratta del procedimento 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), e del procedimento 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13). Vi sono, tuttavia, altri due procedimenti avviati (procedimento 2014/2059 e procedimento 2017/2181).

²⁷ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto ed essendo comprese, invece, quelle che svolgono il servizio di fognatura ma non quello di acquedotto.

incremento delle gestioni che si collocano nella classe A²⁸ (dall'8% della popolazione servita nel 2016 al 14% nel 2019). Si conferma, tuttavia, come evidenziato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, la quota preponderante di gestioni (superiore al 60% della popolazione servita) che si posizionano nella classe E, la peggiore, caratterizzata da una frequenza di allagamento e/o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km di rete gestita, nonostante si rilevi una consistente riduzione nel valore medio di episodi riscontrati (5,3/100 km nel 2019 a fronte di 12,0/100 km nel 2016), segnale di un percorso di miglioramento comunque avviato con la RQTI.

FIG. 5.23 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario"



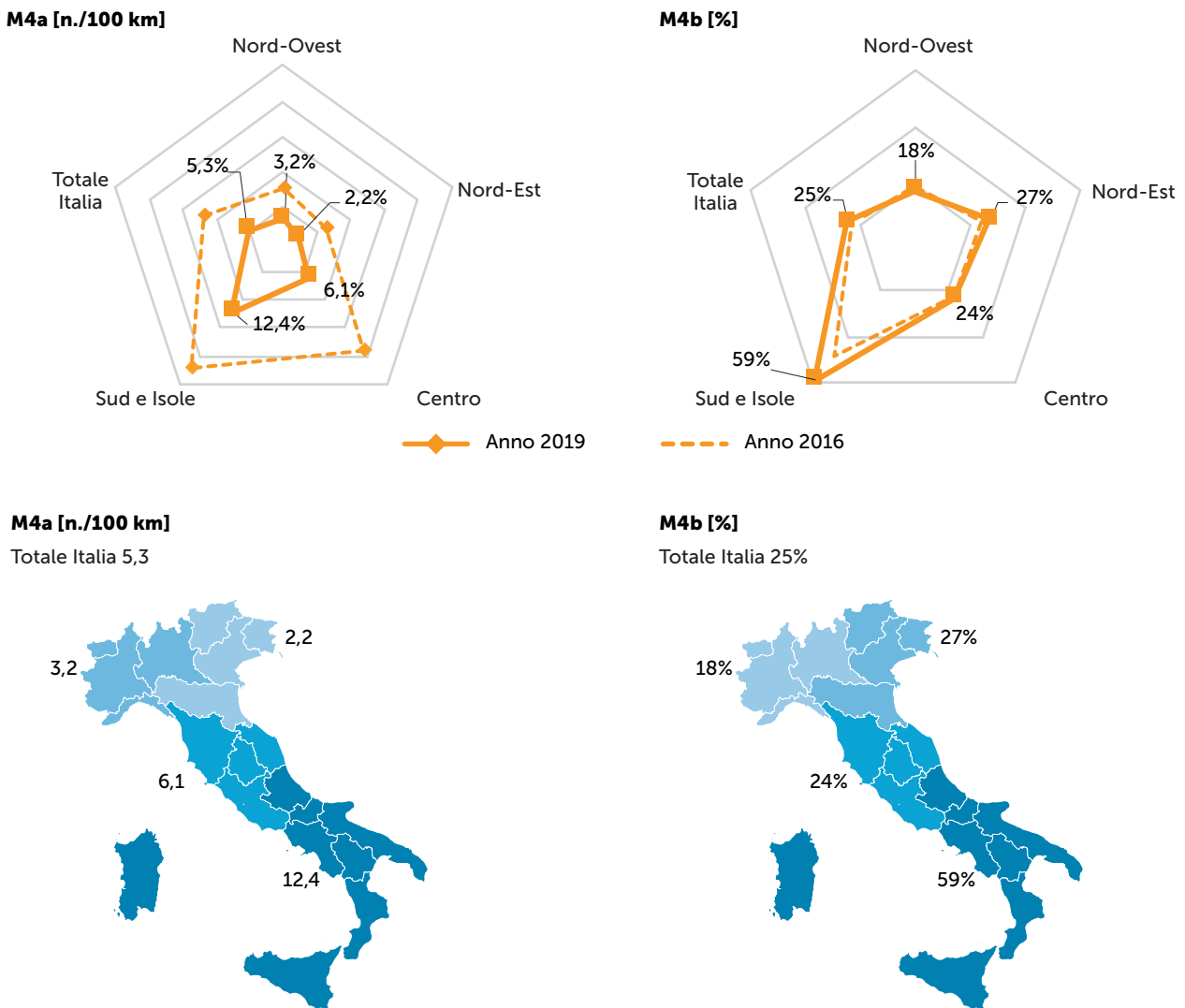
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

La figura 5.23 mostra anche l'elevata percentuale di popolazione servita da gestioni per le quali si rileva ancora il mancato conseguimento di uno o di entrambi i requisiti associati al macro-indicatore M4 (15%), seppure in miglioramento rispetto all'anno 2016. Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sei le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo d'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 78% dei quali residenti nell'area Sud e Isole). Per contro, sono 8 le gestioni che non hanno conseguito il requisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della stessa, attinente al collettamento delle acque reflue; di queste gestioni, 6 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 12, per un totale di circa 827.000 abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 8 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di fognatura è pari al 10% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

28 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 comprende 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, infine, coinvolge le gestioni che presentano una frequenza di allagamento o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km di rete gestita.

Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.24), si osserva, come già accennato, che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 5,3 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 25% 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 16%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si nota un sensibile miglioramento complessivo rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020* per l'M4a (linee tratteggiate nella figura 5.24), mentre emerge un sostanziale allineamento con i dati inizialmente comunicati per l'M4b, con una lieve flessione per il campione del Sud e delle Isole.

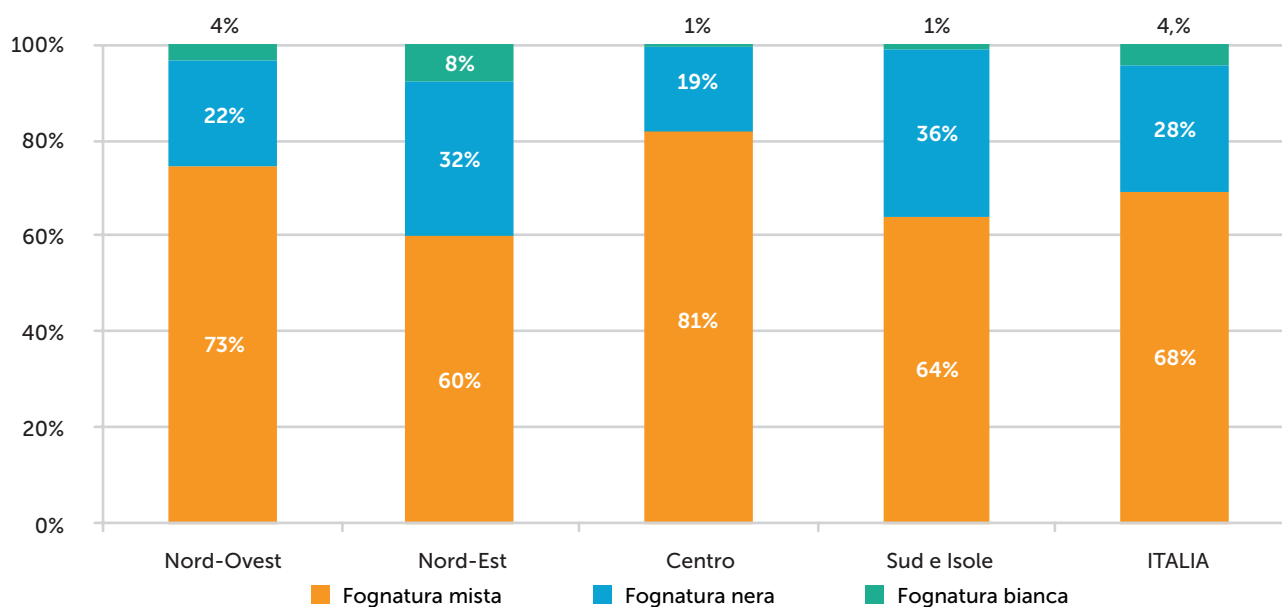
FIG. 5.24 Valori medi degli indicatori M4a "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura" e M4b "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena per area geografica"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Dai dati comunicati in merito alla lunghezza di rete gestita dagli operatori del servizio fognario, emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 68% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto degli scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente anche le acque reflue industriali, pari al 28% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari 4% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.25).

FIG. 5.25 Lunghezza della rete fognaria per tipologia (ripartizione per area geografica)

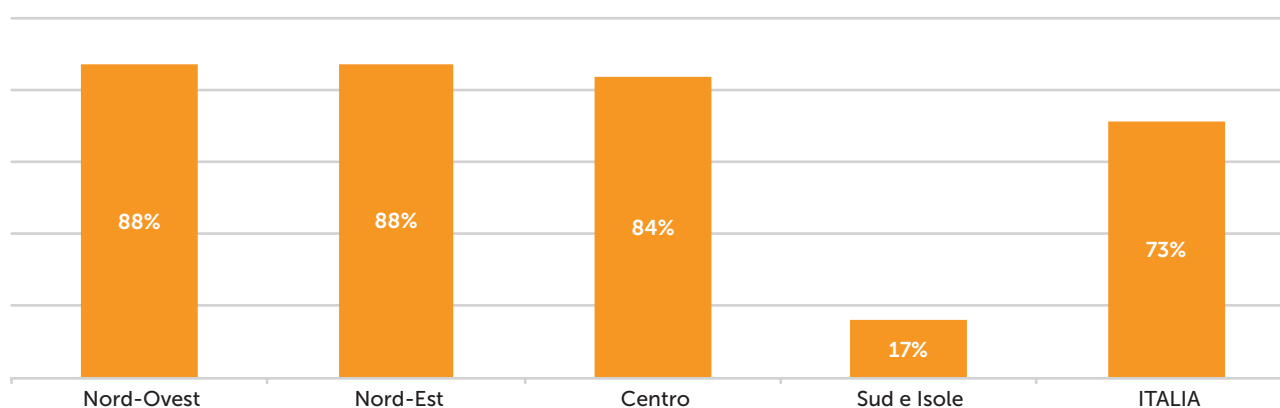


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Altri aspetti infrastrutturali

Sempre con riferimento alle reti di fognatura, è possibile osservare che il tasso di georeferenziazione delle stesse, in termini di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari al 73% della lunghezza totale, con un livello molto elevato registrato nel Nord e nel Centro (superiore all'80%) e un livello tuttora carente nell'area del Sud e delle Isole (17%) (Fig. 5.26).

FIG. 5.26 Lunghezza della rete georeferenzata per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Come emerso per il servizio di acquedotto, nonostante i buoni risultati mediamente conseguiti in relazione all'attività di georeferenziazione delle reti, si segnalano ulteriori margini di miglioramento in termini di conoscenza delle reti, dal momento che per il 69% delle condotte non è nota l'età di posa.

Relativamente alla presenza degli scaricatori di piena, alla base della determinazione degli indicatori M4b e M4c, la rilevazione ha messo in evidenza una diffusione media, per lunghezza di rete mista e bianca complessivamente gestita, omogenea tra i gestori operanti nel Nord e nel Centro Italia (dove mediamente sono presenti 24 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca gestita), con una diffusione di tali infrastrutture significativamente più contenuta nel Sud e nelle Isole (8 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca). Le motivazioni di tale difformità di diffusione potrebbero essere solo in parte ricercate nei tassi di piovosità mediamente più bassi registrati nelle aree meridionali del Paese; altre cause potrebbero essere legate alla maggiore incidenza di reti fognarie "nere" in tali zone e alle carenze della pianificazione in diversi territori dell'area.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 6% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,07 kWh per metro cubo di volume depurato e a 6,9 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di depurazione

Il servizio di depurazione comprende l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane convogliate dalle reti di fognatura, incluse le attività per il trattamento dei fanghi residui. In merito a questo servizio, sono due i macro-indicatori introdotti dall'Autorità al fine di valutare e incentivare il continuo miglioramento delle *performance* conseguite dai gestori:

- "Smaltimento fanghi in discarica" (macro-indicatore M5), cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue;
- "Qualità dell'acqua depurata" (macro-indicatore M6), con la finalità di minimizzare l'impatto ambientale associato ai reflui depurati, in uscita dai trattamenti.

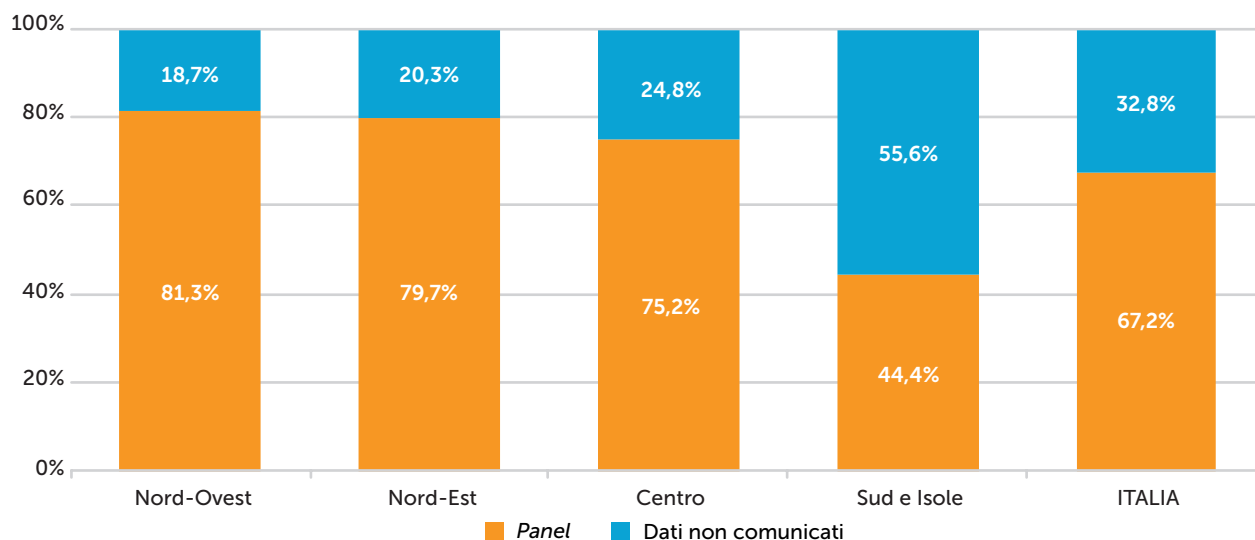
Anche per questi macro-indicatori l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati di qualità, il secondo è volto a intercettare tutte le realtà che presentano profili di inadempienza nell'attuazione 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.

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di depurazione per l'anno 2019, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 139 gestioni, con una copertura pari al 67,2% della popolazione residente italiana (40,5 milioni di abitanti)²⁹. 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 l'81% e il 75% della popolazione residente nelle medesime aree geogra-

²⁹ 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.

fiche), mentre la relativa copertura si attesta al 44% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.27), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto in particolare nel paragrafo relativo all'acquedotto.

FIG. 5.27 Servizio di depurazione: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

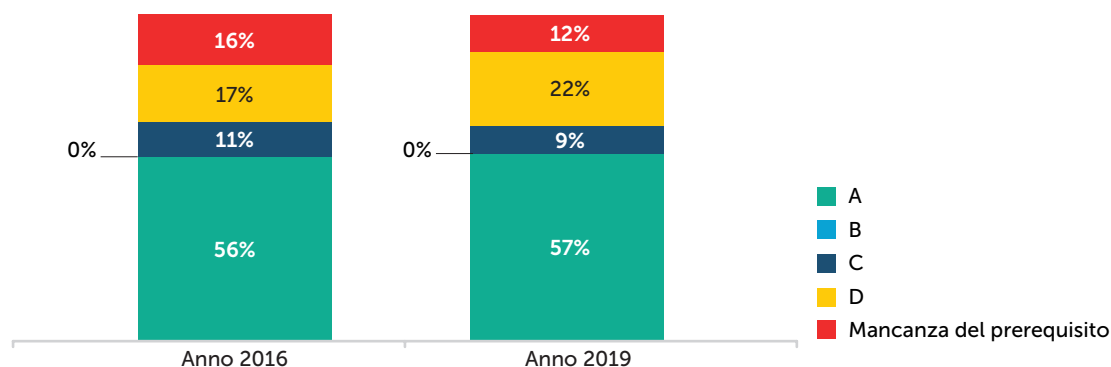
Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

Il primo macro-indicatore introdotto dalla RQT1 per il servizio di depurazione è volto a valutare l'attività di gestione dei fanghi prodotti negli impianti di depurazione in termini di "Smaltimento fanghi in discarica" (macro-indicatore M5). Detto macro-indicatore è definito come la quota di fanghi destinata allo smaltimento in discarica rispetto al quantitativo complessivamente prodotto. In merito alle *performance* conseguite per questo indicatore, dalla figura 5.28 emerge che più della metà della popolazione (57%) è servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15% (sostanzialmente in linea con i dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020*), mentre il 22% si colloca nella classe peggiore (D), che si contraddistingue per un tasso di smaltimento in discarica uguale o superiore al 30% del quantitativo di fanghi prodotti, in aumento rispetto alla quota rilevata nel 2016 (pari al 17%). In realtà, tale incremento non riflette necessariamente il mancato conseguimento degli obiettivi stabiliti dalla RQT1 per il macro-indicatore M5, a cui associare un peggioramento dell'impatto ambientale legato allo smaltimento in discarica dei fanghi. Infatti, per attenuare l'effetto di eventuali fattori esogeni alla gestione, in termini per esempio di disponibilità di sbocchi alternativi al conferimento in discarica nelle diverse aree geografiche, l'obiettivo di miglioramento delineato dalla RQT1 non opera direttamente sul macro-indicatore (percentuale di smaltimento in discarica in termini di sostanza secca), bensì agisce in termini di riduzione della grandezza "massa del fango tal quale complessivamente smaltita in discarica", consentendo al gestore il raggiungimento dell'obiettivo anche attraverso l'implementazione di una strategia di riduzione della quantità di fanghi complessivamente prodotti nel territorio gestito, spesso di più agevole o rapido raggiungimento, potendo, per esempio, agire sul potenziamento delle sezioni di disidratazione dei fanghi all'interno degli impianti di depurazione³⁰. Nel 2019 si riscontra un incremento del 13% nel valore medio di sostanza

³⁰ La disidratazione è un trattamento a cui vengono sottoposti i fanghi provenienti dalla linea fanghi di un impianto di depurazione, al fine di ridurre il contenuto di acqua presente.

secca contenuta nei fanghi prodotti, rispetto alla medesima rilevazione del 2016 (26% in raffronto al 23%), cui corrisponde una contestuale riduzione della quantità "tal quale" di fango prodotto a parità di condizioni. La figura 5.28 mostra, inoltre, il permanere di una quota di popolazione significativa (pari al 12%) servita da gestioni prive del prerequisito della conformità alla normativa sulle acque reflue, mettendo in luce le già riferite criticità infrastrutturali legate al servizio fognario-depurativo, pur evidenziando un certo miglioramento rispetto al 2016.

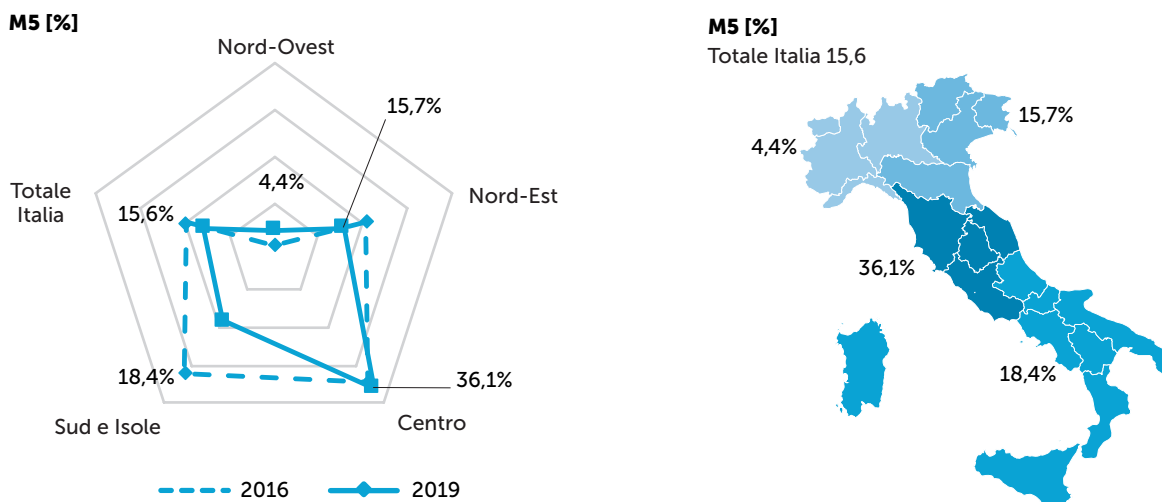
FIG. 5.28 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

In generale, a livello nazionale si conferisce in discarica il 15,6% dei fanghi di depurazione complessivamente prodotti (in riduzione rispetto al dato complessivo del 19,7% rilevato nel 2016), pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.29: a fronte di un valore medio contenuto al Nord-Ovest (pari al 4,4%) e un dato allineato alla media nazionale per il Nord-Est (15,7%), più di un terzo del quantitativo prodotto è smaltito in discarica nelle regioni del Centro. Al Sud e nelle Isole, il conferimento in discarica si è attestato al 18,4% circa, mostrando un deciso miglioramento rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata di figura 5.29). Occorre, tuttavia, rammentare la scarsa rappresentatività del campione per l'area geografica meridionale e insulare (esso copre il 44% della popolazione residente nella medesima area, come mostrato nella figura 5.27).

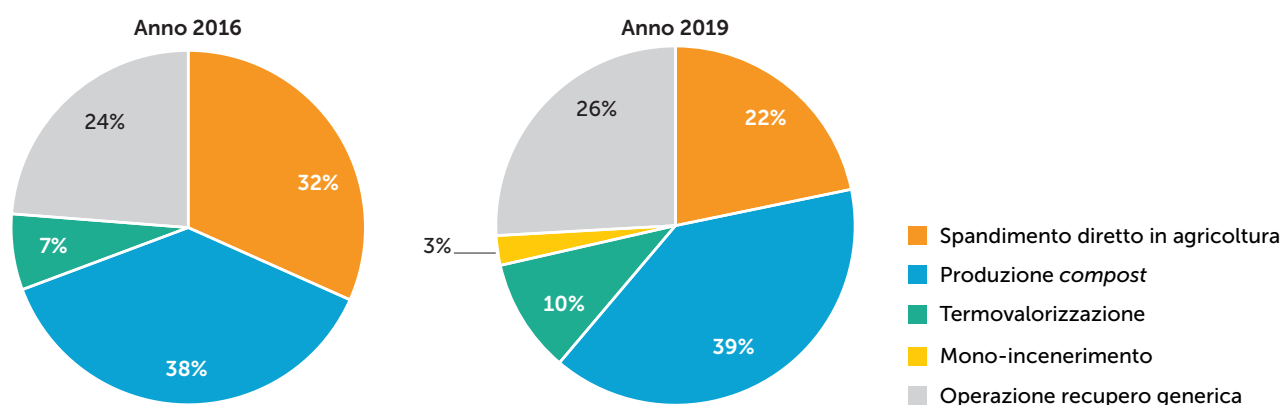
FIG. 5.29 Valori medi dell'indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica" per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

L'attività prevalente per il recupero dei fanghi risulta l'impiego per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni, sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica – *compost*), come mostrato nella figura 5.30, mentre risulta contenuta, per quanto in aumento, l'operazione di recupero energetico in impianti quali inceneritori o cementifici. Si osserva, inoltre, una quota destinata a forme di recupero non specificate, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" secondo quanto stabilito all'allegato C alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Rispetto a quanto emerso nella precedente *Relazione Annuale*, si notano una contrazione della destinazione a fini agricoli e, al contempo, un maggiore ricorso a soluzioni di recupero energetico dei fanghi.

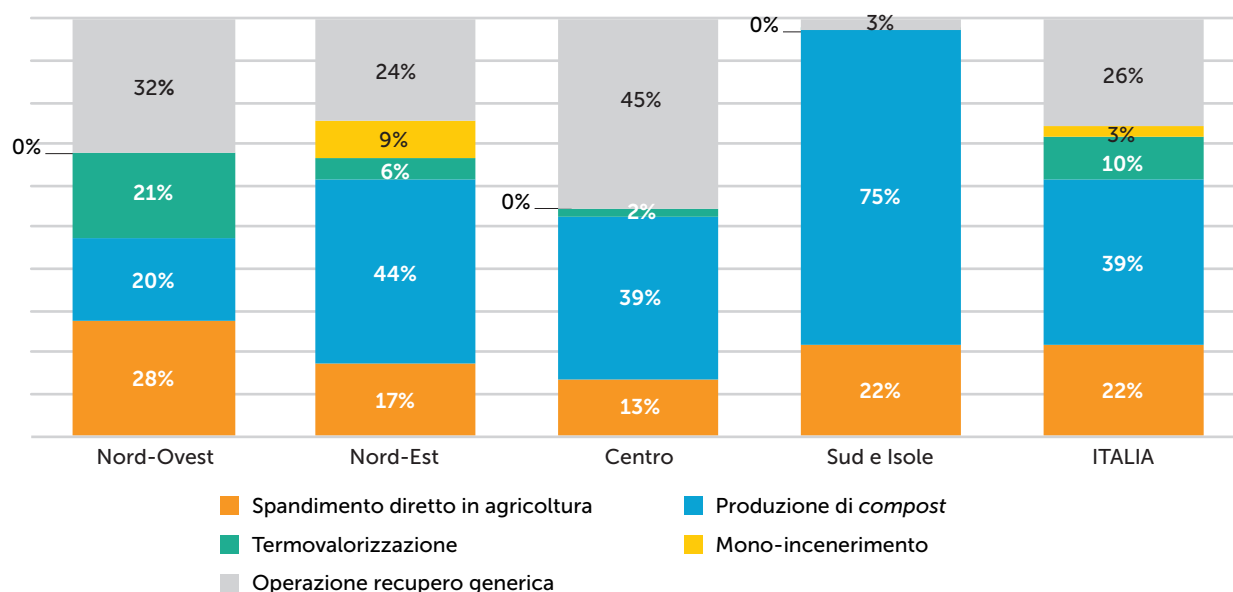
FIG. 5.30 Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Le modalità di recupero adottate a livello locale risultano piuttosto diversificate (Fig. 5.31), 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 soprattutto in riferimento ai gestori del Nord.

FIG. 5.31 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica



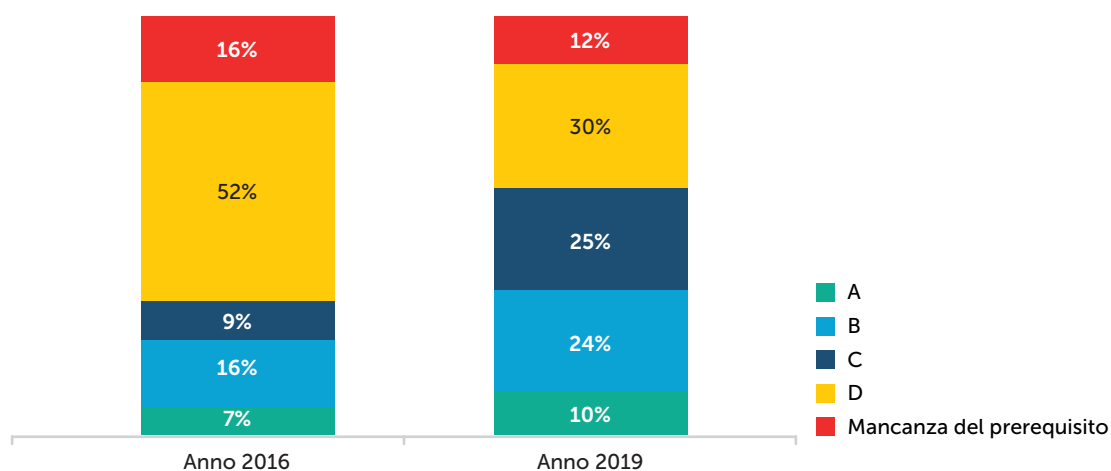
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Qualità dell'acqua depurata

Con riferimento al servizio di depurazione, il modello di regolazione della qualità tecnica introdotto dall'Autorità ha definito, in aggiunta al macro-indicatore M5 illustrato nel precedente sottoparagrafo, anche il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata", allo scopo di valutare le *performance* relative agli impianti di depurazione, con specifico riferimento alla "linea acque", in considerazione dell'impatto collegato allo scarico delle acque reflue depurate nell'ambiente. Detto macro-indicatore è definito come il tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del decreto legislativo n. 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.

I dati relativi alla distribuzione della popolazione sottesa ai gestori che appartengono alle differenti classi previste per il macro-indicatore M6 (Fig. 5.32) mostrano che per il 10% della popolazione 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 24% e il 25% del campione si collocano in una situazione intermedia (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%), e il 30% della popolazione è servito da gestori per i quali si riscontra un tasso di superamento dei limiti superiore al 10% (classe D)³¹. Infine, per il 12% 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. Per nessuna gestione del *panel*, invece, si presentano criticità legate all'adeguatezza e alla disponibilità dei dati necessari per la quantificazione del macro-indicatore. Rispetto alle rilevazioni relative all'anno 2016 è possibile osservare significativi miglioramenti in relazione alla qualità dell'acqua depurata, in termini sia di incremento della quota di popolazione servita da gestori collocati nelle classi A e B (34% nel 2019 a fronte del 23% nel 2016), sia di contestuale riduzione della quota di popolazione servita da gestori posizionati nella classe peggiore D (30% nel 2019 rispetto al 52% nel 2016): si evidenzia, dunque, il notevole progresso conseguito dai gestori nel primo biennio di applicazione della regolazione della qualità tecnica.

FIG. 5.32 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)

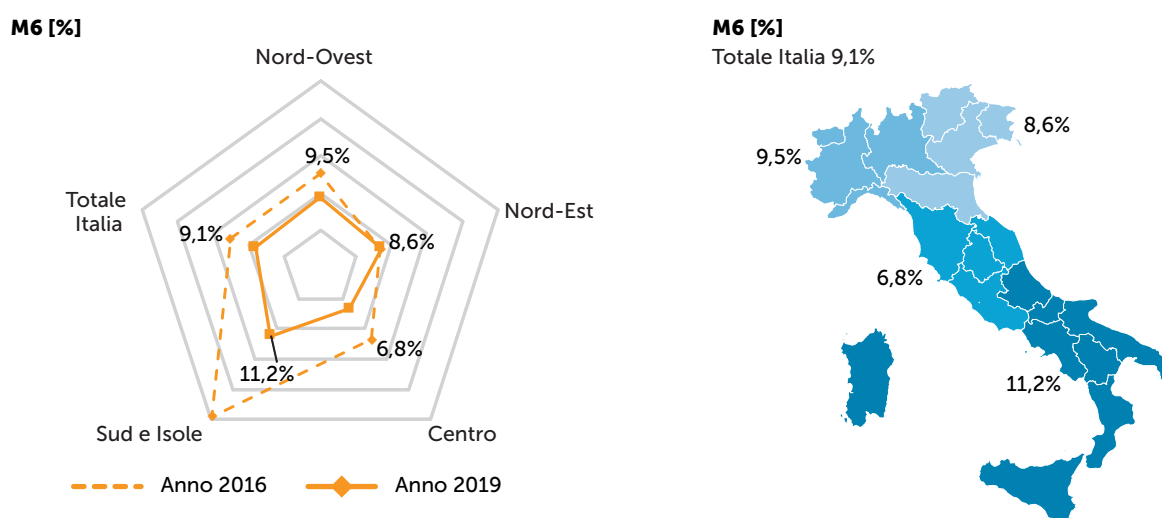


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

³¹ 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 decreto legislativo 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 analisi.

A livello nazionale, il valore medio complessivo assunto dal macro-indicatore M6 è pari al 9,1% (Fig. 5.33), in riduzione rispetto al 12,7% riscontrato nel 2016, con dati relativamente allineati al valore medio per le gestioni del Centro-Nord, mentre le gestioni dell'area del Sud e delle Isole sono mediamente caratterizzate da un valore superiore al 10%. Rispetto a quanto illustrato nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata di figura 5.33), si notano sensibili miglioramenti per le gestioni di tutte le zone, con il solo Nord-Est sostanzialmente stabile sui valori del 2016; per il Sud e le Isole occorre tuttavia ricordare il caveat relativo alla bassa rappresentatività del campione, come mostrato nella figura 5.27.

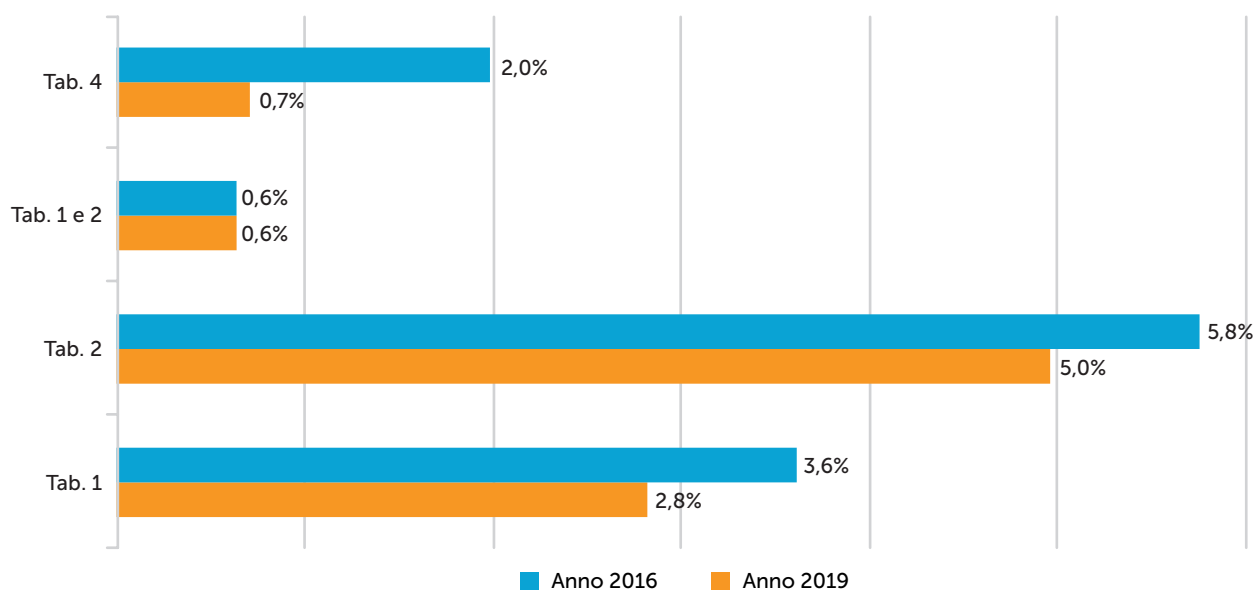
FIG. 5.33 Valori medi dell'indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata per area geografica"



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

In merito ai parametri interessati dal superamento puntuale dei rispettivi limiti, come evidenziato nella scorsa *Relazione Annuale*, a livello nazionale si registrano criticità maggiori per i parametri inclusi nella tabella 2 del citato decreto legislativo n. 152/2006 (Fig. 5.34), che fissa limiti annuali di emissione relativi ai parametri azoto (N) e fosforo (P) per gli impianti di acque reflue urbane recapitanti in aree sensibili (circa il 5% dei campioni analizzati). Con riguardo ai parametri inclusi nella tabella 1, che stabilisce i limiti di emissione per i parametri BOD5, COD e SST, si evidenzia un tasso di superamento a livello nazionale pari a poco meno del 3% dei campioni analizzati. In relazione ai campioni relativi a impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4, si rileva un tasso di superamento dei limiti fissati dello 0,7% dei campioni complessivamente analizzati. Sensibili variazioni si registrano a livello locale: se le aree del Nord presentano maggiori criticità relativamente ai limiti fissati in tabella 2, la zona del Sud e delle Isole mostra maggiori tassi di superamento in relazione ai limiti delle tabelle 1 e 4. D'altro canto, nel Nord è presente un maggior numero di impianti di depurazione i cui scarichi sono autorizzati ai sensi della tabella 2. Al contrario, nell'area meridionale e insulare, sono presenti numerosi impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4. Come già evidenziato, rispetto ai dati registrati per l'anno 2016, nel complesso si notano minori superamenti dei limiti con riferimento a tutte le tabelle normative.

FIG. 5.34 Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal decreto legislativo n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

A livello nazionale, sono numerosi gli impianti di depurazione autorizzati per lo scarico di acque reflue industriali ai sensi della tabella 3 del citato decreto legislativo n. 152/2006. Con riferimento ai rilievi su campioni eseguiti dal gestore sulle acque reflue scaricate dagli impianti di depurazione con analisi comprensiva anche dei parametri della tabella 3 (in aggiunta ai parametri delle tabelle 1 e 2), emerge un incremento medio del 26% dei campioni complessivamente eseguiti, rispetto ai campioni svolti con riferimento ai soli parametri delle tabelle 1 e 2. Il tasso medio di superamento dei campioni anche con analisi dei parametri della tabella 3³² è risultato pari al 14% dei campioni analizzati.

Altri aspetti infrastrutturali

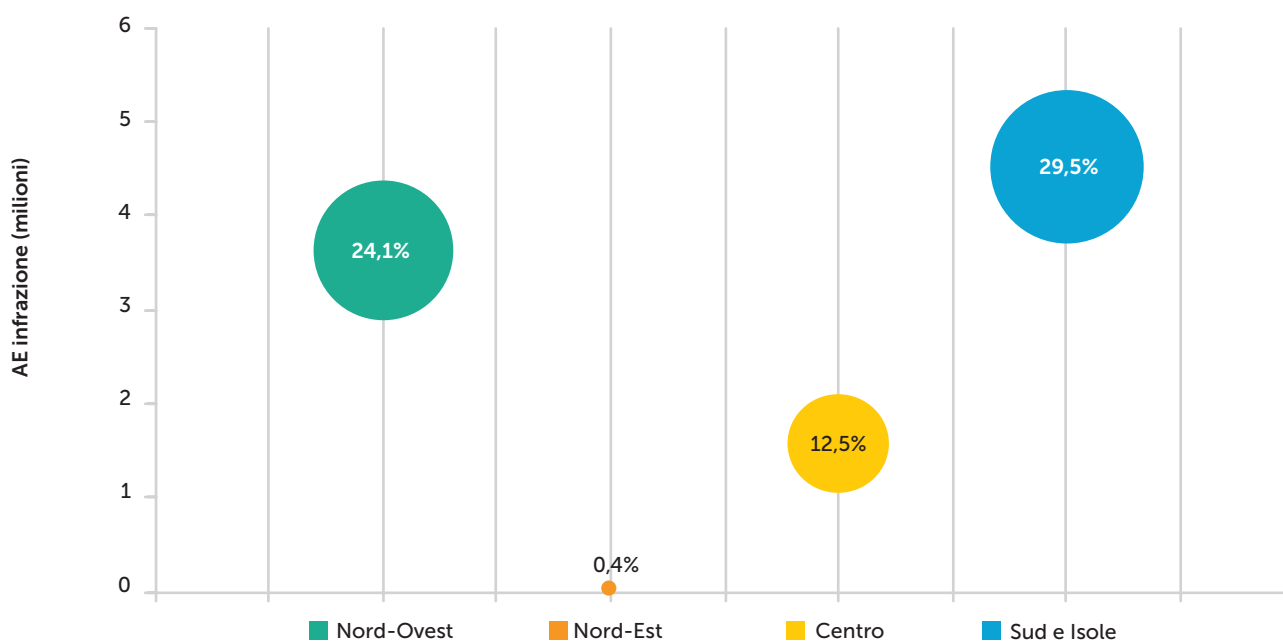
Come accennato in precedenza, una criticità che ancora si riscontra con riguardo al sistema fognario-depurativo è costituita, in alcune realtà, dal mancato adeguamento alla direttiva 271/91/CEE, che ha portato all'emissione di due sentenze di condanna per l'Italia da parte della Corte di giustizia dell'Unione europea. Con riferimento al servizio di depurazione, nel *panel* considerato sono 10 le gestioni che svolgono il servizio in agglomerati interessati dalle citate pronunce di condanna. Nello specifico, si tratta di 16 agglomerati, distribuiti nel raggruppamento geografico Sud e Isole (11) e Nord-Ovest (5), e corrispondenti a un milione di abitanti equivalenti, di cui circa il 90% relativo agli 11 agglomerati del Sud e delle Isole. I lavori di adeguamento sono in corso di realizzazione: dai dati forniti emerge che, rispetto a quanto mostrato nella precedente *Relazione Annuale*, la popolazione interessata dal mancato conseguimento del prerequisito è diminuita dal 16% al 12% degli abitanti totali serviti (Fig. 5.32).

In aggiunta alla descritta criticità, si segnala che nel *panel* considerato sono presenti numerose gestioni attualmente sotto osservazione a causa delle ulteriori procedure di infrazione europea 2014/2059 e 2017/2181,

³² I superamenti sono relativi ai parametri inquinanti inclusi nelle autorizzazioni allo scarico e sottoposti a controllo da parte del gestore e dell'autorità di controllo.

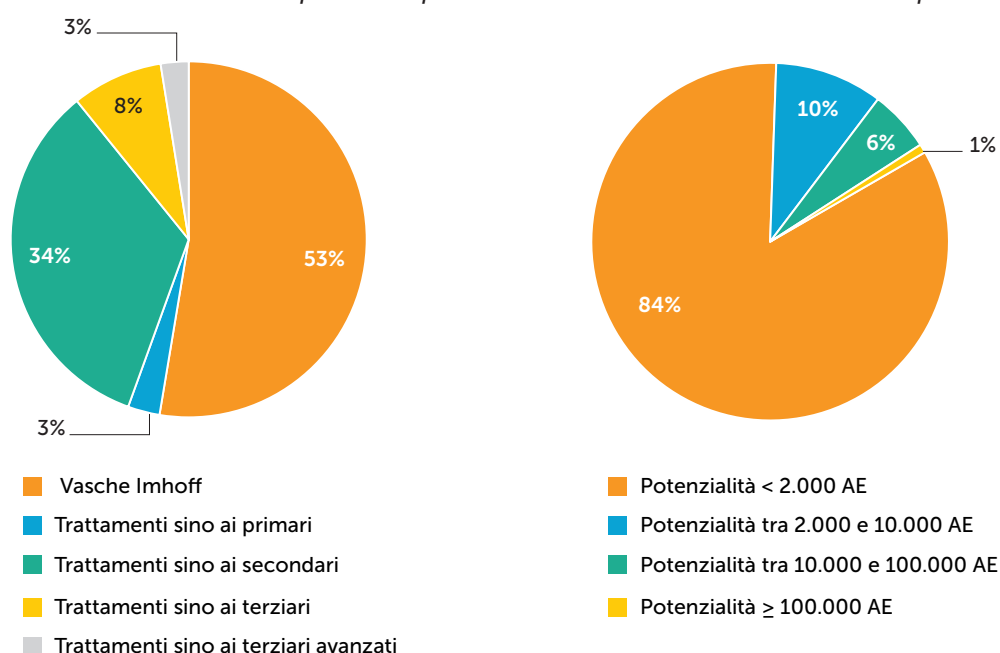
sempre relative a violazioni della citata direttiva 271/91/CEE. In particolare, le gestioni interessate sono 40, per un totale di 307 agglomerati e 9,8 milioni di abitanti equivalenti coinvolti. Gli agglomerati sono prevalentemente localizzati nel Sud e nelle Isole (125) e nel Nord-Ovest (96). Nella figura 5.35 è rappresentata la distribuzione degli agglomerati interessati dalle citate procedure di infrazione nelle diverse aree geografiche, in termini sia di carico inquinante (AE) associato a tali agglomerati, sia di percentuale rispetto al carico complessivamente generato nelle rispettive aree.

FIG. 5.35 Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione 2014/2059 e 2017/2181



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

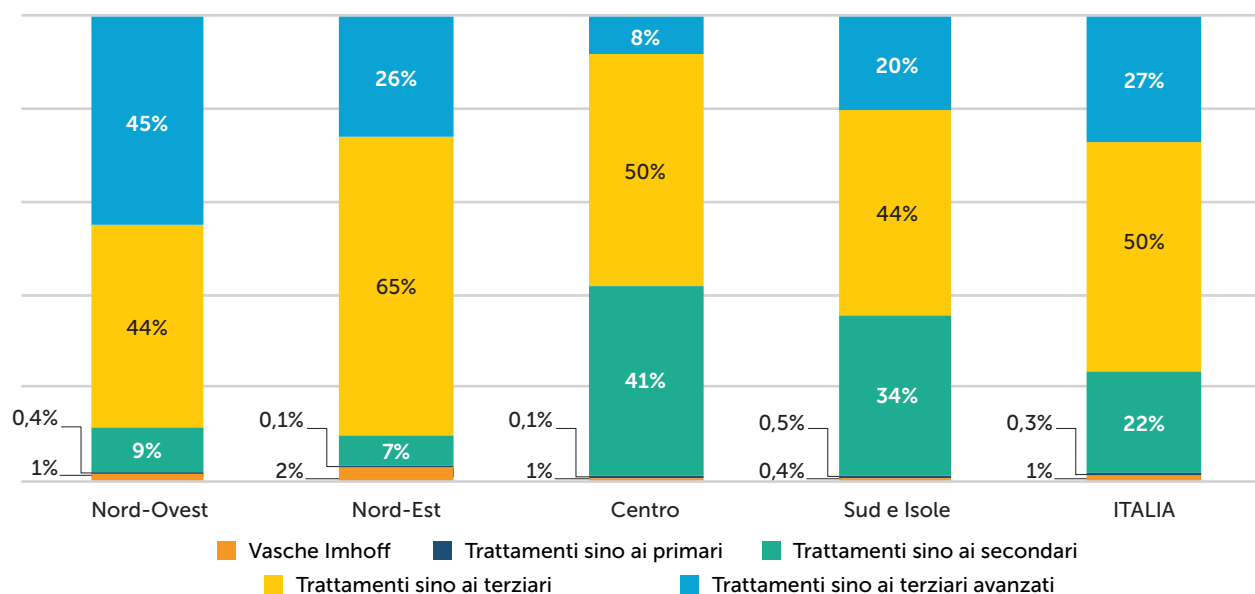
Passando ora a una rassegna di alcuni aspetti di tipo impiantistico, si evidenzia che gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati circa 15.000; di questi, poco più della metà è costituita da vasche Imhoff (Fig. 5.36), mentre solo il 3% degli impianti svolge trattamenti più avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'84% degli impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il 10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità inclusa tra 10.000 e 100.000 AE e circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE: tali dati restituiscono sostanzialmente i medesimi valori già illustrati nella *Relazione Annuale 2020*.

FIG. 5.36 *Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità*

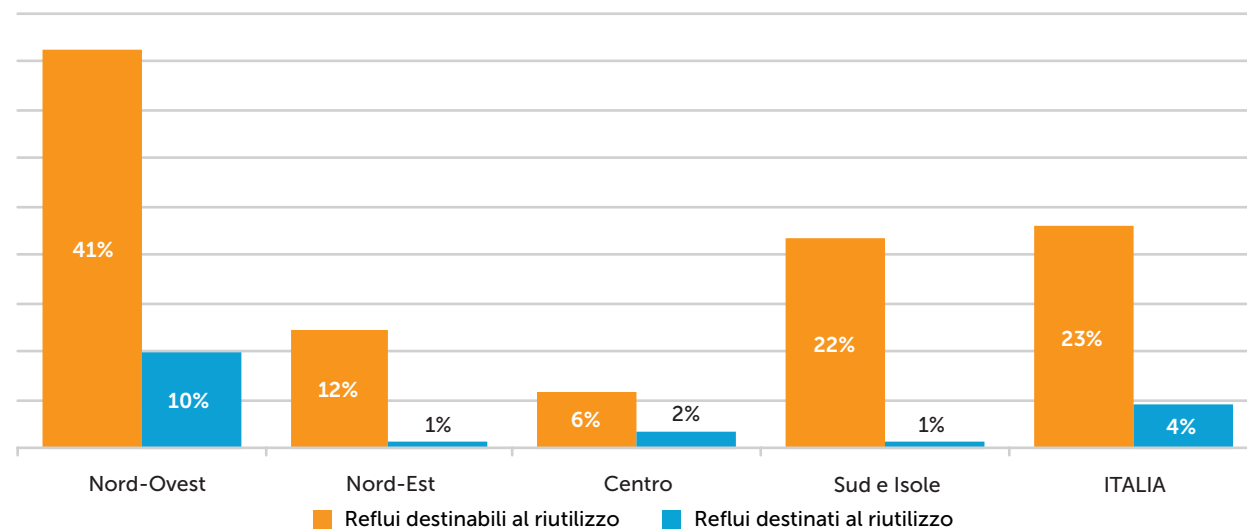
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, emerge come la maggior parte del carico inquinante sia trattata da impianti dotati di un trattamento almeno secondario, con una netta prevalenza degli impianti fino ai trattamenti terziari (Fig. 5.37). Il maggior livello di complessità dei trattamenti si rileva per le regioni settentrionali: nel Nord-Ovest, infatti, è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta a un trattamento sino al terziario avanzato (45%); di contro, la medesima percentuale è minima nelle regioni meridionali e insulari (20%) e del Centro (8%). A livello nazionale, la quota di carico sottoposta a un trattamento di depurazione almeno di tipo secondario raggiunge il 99%.

Sempre con riferimento alle tecnologie impiegate nella linea acque degli impianti di depurazione, l'utilizzo di trattamenti sempre più spinti presenta riflessi positivi in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate. Questa tematica è di interesse crescente, alla luce degli effetti positivi che l'applicazione della pratica del riuso avrebbe in considerazione del complesso di risorse idriche necessarie ai sistemi produttivi e agricoli, nonché in considerazione della recente approvazione del regolamento (UE) 741/2020 recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua. Con riferimento all'anno 2019, dalla figura 5.38 si evince che, a fronte di una potenzialità già oggi pari al 23% del volume complessivamente depurato (in m³), solo il 4% è destinato a effettivo riutilizzo (principalmente per uso irriguo) e quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali, a sostanziale conferma di dei dati illustrati nella *Relazione Annuale 2020*.

FIG. 5.37 Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

FIG. 5.38 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2020)" (delibera 46/2020/R/idr).

Con riferimento alla linea fanghi degli impianti di depurazione, si sottolinea che risulta tuttora poco diffuso il trattamento di essiccamento dei fanghi, presente nel 6,3% degli impianti con potenzialità superiore ai 10.000 AE, anche perché spesso si preferiscono soluzioni centralizzate presso gli impianti di maggiore dimensione. Più diffuso risulta, invece, il trattamento di digestione anaerobica, che raggiunge l'80% del parco impianti con potenzialità almeno pari a 10.000 AE. Tra questi, si segnala che l'1,2% esegue un co-trattamento con Forsu/altri scarti organici. Inoltre, in circa il 12% di tali impianti avviene la valorizzazione energetica del biogas prodotto.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari a circa il 31% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,37 kWh per metro cubo di volume depurato e a 36 kWh per abitante equivalente trattato; sono valori sostanzialmente stabili, pur a fronte del miglioramento conseguito in relazione ai macro-indicatori del servizio di depurazione.

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

L'anno 2020 è stato caratterizzato da un ulteriore rafforzamento degli incentivi volti a sostenere la spesa per investimenti per il miglioramento delle infrastrutture nel servizio idrico integrato e a potenziare gli strumenti di pianificazione a disposizione degli Enti di governo dell'ambito e dei gestori, sia grazie all'applicazione delle nuove misure previste nel Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, di cui alla richiamata delibera 580/2019/R/idr, sia alla luce degli ulteriori sviluppi nel campo delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno del settore idrico. Da un lato, infatti, l'MTI-3 ha introdotto, tra gli atti che compongono lo specifico schema regolatorio, il Piano delle opere strategiche (POS) – illustrandone poi i contenuti minimi con la determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID, nell'ambito delle modalità di redazione degli atti che costituiscono la proposta tariffaria –, al fine di ampliare l'orizzonte temporale di pianificazione (2020-2027), tenendo così conto nei Programmi degli interventi (Pdl) degli effetti di lungo periodo di eventuali opere di rilevanza strategica, le quali, essendo caratterizzate da particolare complessità tecnica, hanno tempistiche di realizzazione pluriennali che superano il periodo regolatorio. Dall'altro lato, nel 2020 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 dei ministri 1° agosto 2019 – e contestualmente è stato dato avvio, con la delibera 21 luglio 2020, 284/2020/R/idr, alle attività per l'individuazione del secondo elenco di interventi da ricomprendere nel Piano nazionale, provvedendo, nell'ambito del procedimento in parola, a definire un'unica pianificazione basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028 – cui destinare la totalità delle risorse residue previste dal comma 155 dell'articolo 1 della legge 30 dicembre 2018, n. 145 –, al fine di assicurare un efficace utilizzo delle risorse disponibili e di privilegiare l'individuazione di opere di rilevanza strategica sul territorio nazionale, in un quadro di coerenza con le pianificazioni esistenti. Preme, infine, segnalare che gli strumenti di sostegno al servizio idrico integrato a oggi esistenti – Piano nazionale e Fondo di garanzia per le opere idriche – saranno ulteriormente potenziati a partire da quest'anno con l'adozione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, che, nella proposta trasmessa alla Commissione europea il 30 aprile scorso, prevede, tra le misure a supporto della Missione 2 – Rivoluzione verde e transizione ecologica, alcune linee di investimento che interessano le diverse filiere di questo settore, con riferimento in particolare alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla riduzione delle perdite idriche (anche tramite il potenziamento degli strumenti di distrettualizzazione³³ e di digitalizzazione delle reti), al miglioramento delle infrastrutture di fognatura e depurazione, prevedendo complessivamente un ammontare di risorse pari a 3,5 miliardi di euro³⁴.

Nei successivi sottoparagrafi saranno fornite le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle istruttorie inerenti alla predisposizione degli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il periodo 2020-2023, ai sensi della delibera 580/2019/R/idr; si illustreranno, altresì, gli effetti dell'introduzione del Piano delle opere strategiche nei programmi degli interventi elaborati per ciascuna gestione. 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 del secondo elenco di detto Piano.

33 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.

34 La proposta di Piano in esame reca, nella Componente 4 della citata Missione 2, tre linee di investimento riconducibili in tutto o in parte al servizio idrico integrato, nell'ambito delle misure volte alla "Garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento e gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche lungo l'intero ciclo": "Investimento 4.1: Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" (2 miliardi di euro); "Investimento 4.2: Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti" (0,9 miliardi di euro); "Investimento 4.4: Investimenti in fognatura e depurazione" (0,6 miliardi di euro).

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 Programmi degli interventi rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 580/2019/R/idr alla data del 31 maggio 2021, 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 Pdl – elaborati secondo le indicazioni di cui alla richiamata determina 1/2020 – DSID – con il recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e i piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta nello specifico di 94 gestioni che servono complessivamente 35.285.671 abitanti; si evidenzia l'esiguità del campione del Sud e Isole, causata soprattutto al protrarsi dei ritardi nell'elaborazione e nella trasmissione delle predisposizioni tariffarie da parte del competente Ente di governo dell'ambito ai sensi dell'MTI-3³⁵.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il periodo 2020-2023 dai Pdl analizzati (Fig. 5.39), conferma la prevalenza nelle pianificazioni degli investimenti finalizzati al contenimento dei livelli di perdite idriche (macro-indicatore M1), che pesa ancora per oltre il 20% degli investimenti programmati; il valore è in calo rispetto al biennio 2018-2019, ma risente potenzialmente della mancata disponibilità di pianificazioni da parte di quelle gestioni che esprimono i livelli più critici di perdite idriche, localizzate soprattutto nel Sud e nelle Isole (in merito si veda il precedente sottoparagrafo "Servizio di acquedotto"). Seguono, in ordine di priorità di obiettivo, gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6) e per l'adeguamento del sistema fognario (M4), che si attestano rispettivamente al 16,6% e al 15%, mentre cresce l'incidenza del peso degli interventi volti a ridurre le interruzioni idriche (intercettati dal macro-indicatore M2, per il quale il meccanismo incentivante era sospeso nel primo biennio di applicazione della regolazione della qualità tecnica, ovvero negli anni 2018-2019), che arriva al 14,5% del fabbisogno totale. Cala leggermente la quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato, non riconducibili direttamente agli specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi a estensioni della copertura del servizio ed efficientamento energetico degli impianti). Una quota di tale fabbisogno (legata soprattutto al miglioramento dei servizi all'utenza) è confluita, seppure in misura residuale, nei nuovi macro-indicatori di qualità contrattuale introdotti con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr³⁶ (per lo più in termini di adeguamento dei sistemi informativi). Resta stabile 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 prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva³⁷)³⁸.

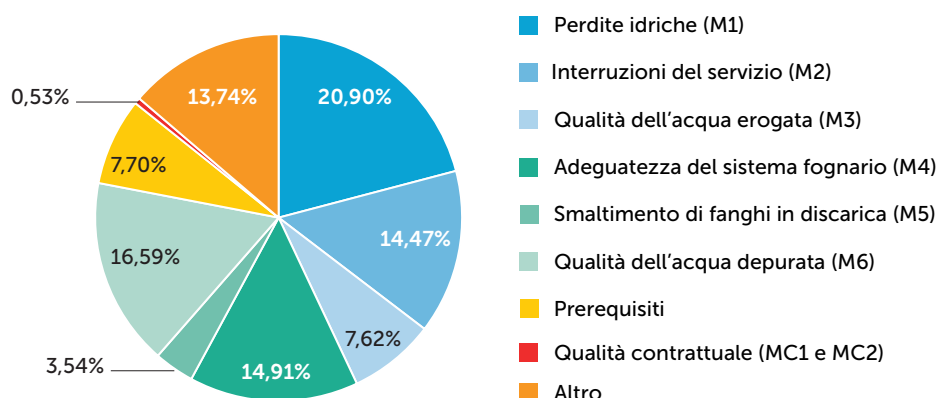
35 Il campione di analisi utilizzato nella *Relazione Annuale 2020* si componeva di 131 gestioni che servivano complessivamente 48.197.590 abitanti.

36 Si tratta dei macro-indicatori MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" e MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", per la cui trattazione si rimanda al successivo sottoparagrafo "Macro-indicatori di qualità contrattuale".

37 Si fa riferimento in particolare alle procedure di infrazione europea 2014/2059 e 2017/2181; si veda anche la figura 5.35.

38 Si evidenzia, tuttavia, come per la *Relazione Annuale 2020*, che la valutazione degli investimenti sul raggiungimento dei prerequisiti deve tenere conto dell'esiguità del campione con riferimento all'area geografica del Sud e delle Isole, sia perché nella maggior parte dei casi le gestioni per le quali l'EGA o il soggetto competente non ha provveduto alla trasmissione del relativo schema regolatorio manifestano le principali criticità in termini di affidabilità e disponibilità dei dati, sia perché parte delle risorse destinate in quest'area al superamento delle situazioni di condanna per gli agglomerati non conformi alla direttiva 91/271/CEE sono state trasferite alla contabilità speciale del Commissario unico di cui all'art. 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, come convertito dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18.

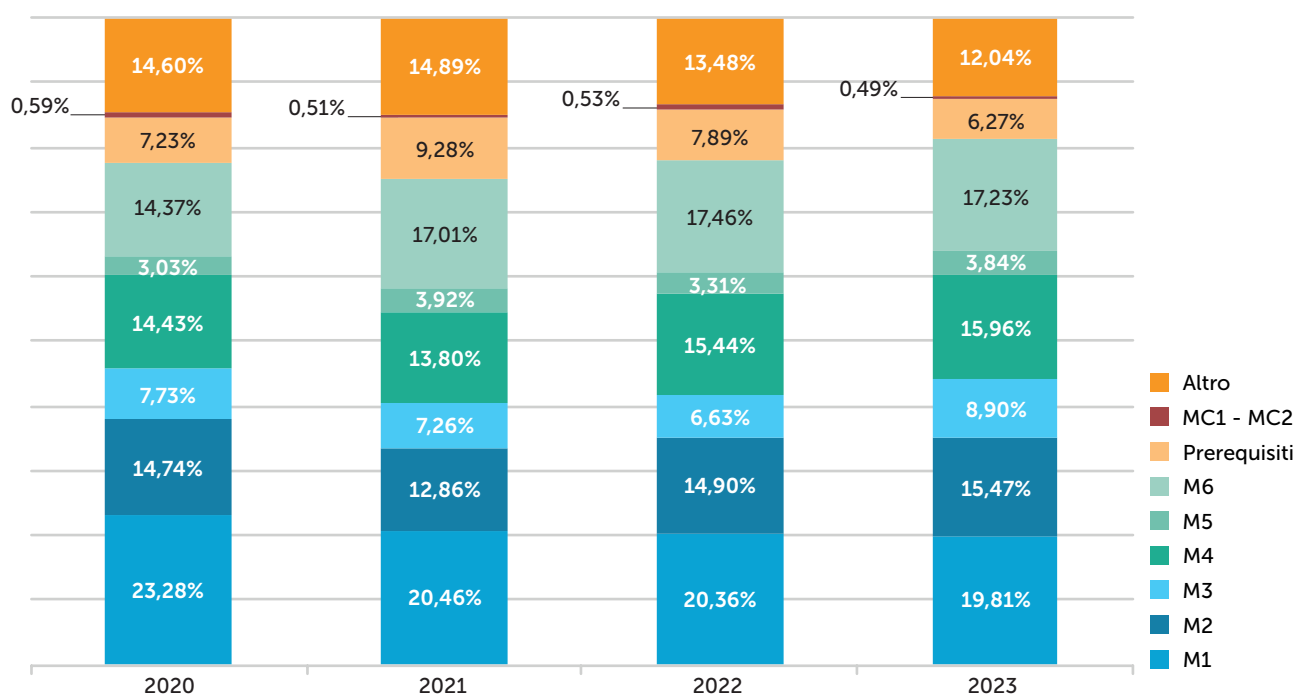
FIG. 5.39 Distribuzione degli investimenti programmati per gli anni 2020-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

Con riferimento alla distribuzione annuale degli investimenti nell'arco del periodo regolatorio, la figura 5.40 mostra che gli interventi per la riduzione delle perdite idriche si concentrano soprattutto nel 2020 (anno in cui l'incidenza è superiore alla media di tutto il periodo); in generale, nel primo anno si assiste a un peso maggiore degli interventi finalizzati a risolvere le criticità del servizio di acquedotto (46% del fabbisogno totale), mentre negli anni successivi la distribuzione del fabbisogno si riequilibra a favore degli interventi nel settore fognario e depurativo (in media 44% tra 2021 e 2023), soprattutto grazie alla crescita del peso del macro-indicatore M6, che passa dal 14,4% nel 2020 al 17,5% nel 2022.

FIG. 5.40 Distribuzione annuale degli investimenti programmati nel terzo periodo regolatorio per macro-indicatore (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

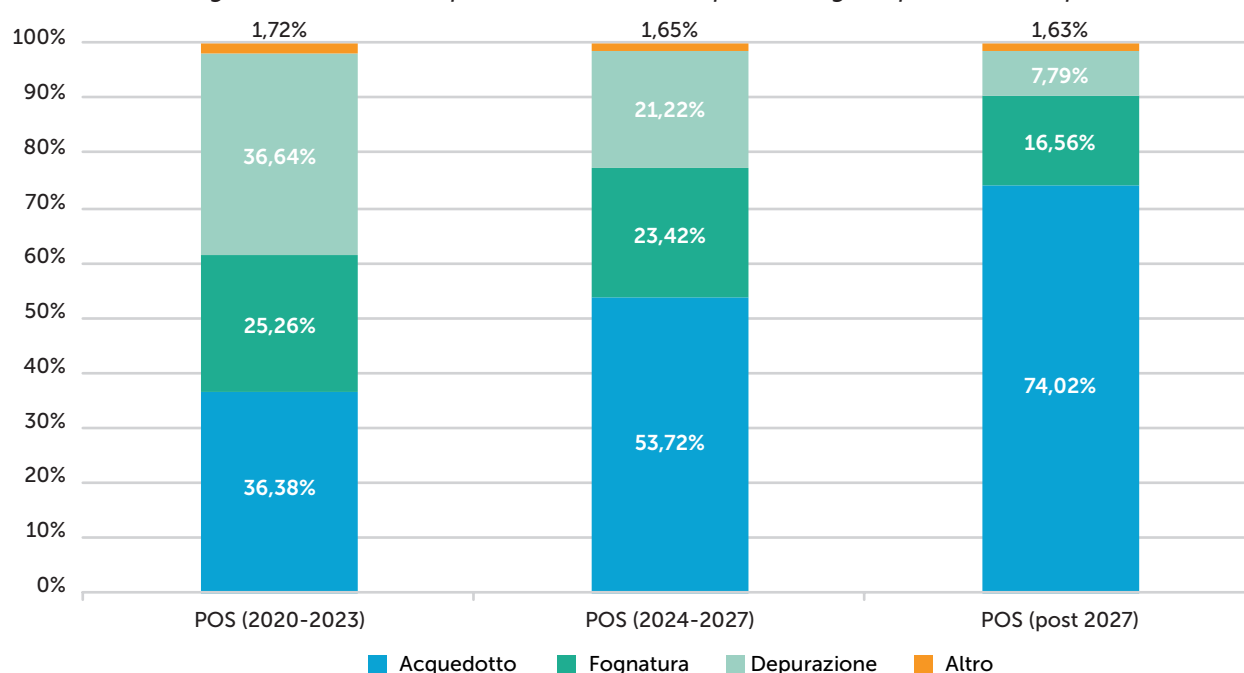
Come richiamato nella premessa al presente paragrafo, a partire dal vigente metodo tariffario gli atti di pianificazione che compongono lo schema regolatorio sono stati arricchiti dal Piano delle opere strategiche, la cui analisi, oltre a fornire un'indicazione del peso delle opere strategiche nel servizio idrico integrato, permette di compiere

una valutazione 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). Per tali motivi l'efficacia del Piano, nell'accelerare e promuovere la realizzazione di opere strategiche, non può prescindere dagli sviluppi degli strumenti di finanziamento avviati a livello nazionale e comunitario negli ultimi anni e dall'effetto "leva" che essi avranno per il miglioramento infrastrutturale del servizio idrico integrato. Nelle predisposizioni tariffarie per il periodo 2020-2023, gli Enti di governo dell'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi atti di pianificazione 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 sovra-ambito;
- 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.

Con riferimento al campione di gestioni analizzate, il fabbisogno di opere strategiche complessivo espresso nei Piani analizzati ammonta a circa 7,4 miliardi di euro nel periodo 2020-2027 (209,7 euro/abitante); di questi, poco più di 3 miliardi (40,5%) sono imputati nel primo quadriennio 2020-2023 e costituiscono quasi un terzo del fabbisogno totale contenuto nei Pdl censiti. Preme segnalare anche in questo caso come tale valore risenta della scarsa disponibilità di pianificazioni soprattutto nel Sud e nelle Isole. Prendendo in considerazione le fasi del servizio idrico integrato interessate dagli interventi contenuti nel POS (Fig. 5.41), emerge un peso maggiore del servizio di fognatura e depurazione negli anni di Piano coincidenti con il periodo regolatorio: includendo anche gli interventi per il raggiungimento dei prerequisiti (che nel POS coincidono pressoché totalmente con la necessità di dotare di collettori fognari e sistemi di depurazione gli agglomerati oggetto di procedura di infrazione), esso arriva al 62% del totale.

FIG. 5.41 *Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio (in percentuale)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

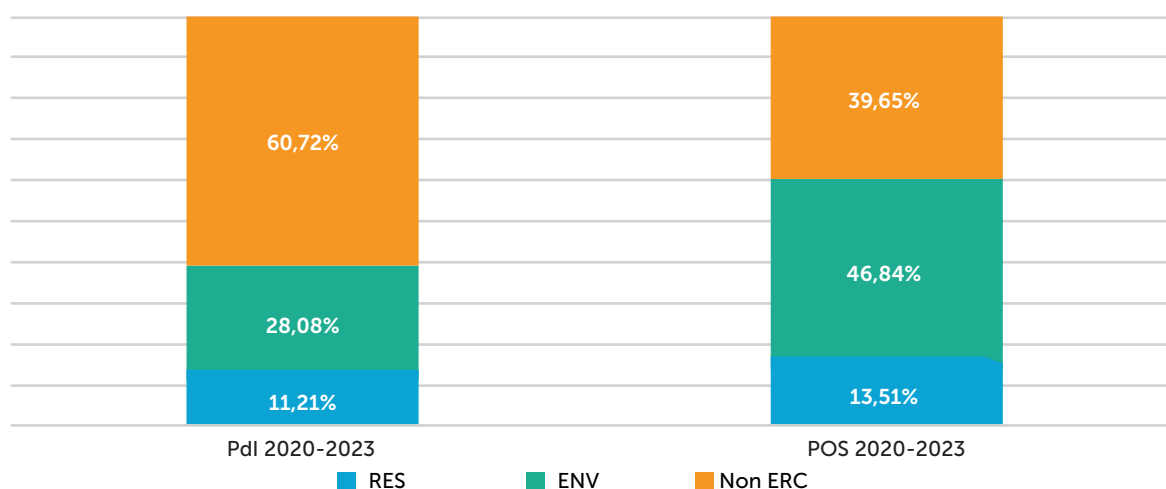
Nel successivo quadriennio 2024-2027 è prevista, invece, una spinta maggiore degli investimenti nel servizio di acquedotto (54% del totale), trainata soprattutto da interventi di interconnessione e di potenziamento dei sistemi acquedottistici nella fase di approvvigionamento e di adduzione (che da soli pesano il 43%); la necessità di opere strategiche in tale fase è particolarmente evidente se si osserva la distribuzione degli importi negli anni immediatamente successivi all'orizzonte temporale del Piano (in cui sono stati quantificati dai gestori del campione 2,7 miliardi di euro), dove il peso di tali opere arriva a superare il 74% del totale. La piena attuazione delle richiamate politiche di sostegno agli investimenti a livello nazionale e comunitario può avere l'effetto di sbloccare le opere menzionate e di accelerarne la realizzazione, anticipando risorse già a partire dal secondo biennio del presente periodo regolatorio, considerato l'orizzonte temporale di finanziamento di dette misure (2021-2026) e atteso che, al fine di rispondere all'esigenza di ordinata configurazione delle programmazioni nel servizio idrico integrato, il Pdl e il POS dovranno essere integrati a valle dall'implementazione delle misure di investimento sottese a tali politiche.

Tra le novità recate dal nuovo metodo tariffario (MTI-3), è stata prevista anche la possibilità di esplicitare talune tipologie dei costi delle immobilizzazioni all'interno della componente tariffaria a copertura dei costi ambientali e della risorsa (ERC), al fine di ricondurre detta componente a misure per la protezione e la salvaguardia delle fonti idropotabili, nonché a interventi per prevenire la riduzione e l'alterazione delle funzionalità proprie degli ecosistemi acquatici e per ripristinare il funzionamento di questi ultimi. Dall'analisi dei Pdl trasmessi all'Autorità risulta che quasi il 40% degli investimenti programmati per il periodo 2020-2023 è valorizzato come costi ambientali e della risorsa; tale percentuale è così ripartita (Fig. 5.42):

- il 71,5% è stato qualificato come costo ambientale (o *environmental cost*, componente ENV degli ERC) e fa 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;
- il restante 28,5% è stato invece qualificato come costo della risorsa (*resource cost*, componente RES) ed è legato soprattutto alle attività di approvvigionamento e potabilizzazione e, in particolare, agli interventi aventi a oggetto opere di captazione (potenziamento di sorgenti, realizzazione di nuove captazioni e adeguamento e potenziamento di quelle esistenti, sistemazione delle aree di salvaguardia), agli interventi su reti e impianti di adduzione, nonché alla costruzione e al potenziamento degli impianti di potabilizzazione.

A livello di singole annualità, tale ripartizione rimane pressoché costante per l'intero periodo regolatorio (nonostante si evidenzia una riduzione del peso degli investimenti non attribuiti a ERC, che passa dal 63% nel 2020 al 59,5% nel 2023). Infine, prendendo in considerazione il POS, l'incidenza degli investimenti a valenza ambientale pianificati per il medesimo periodo cresce al 60,35%, grazie soprattutto alla componente ENV dei costi ambientali (pari al 77,6%), per il maggior peso degli interventi di potenziamento dei sistemi di depurazione tra le opere strategiche programmate.

FIG. 5.42 Fabbisogno di investimenti espresso nei Pdl e nei POS per tipologia di costo ambientale sotteso (in percentuale)



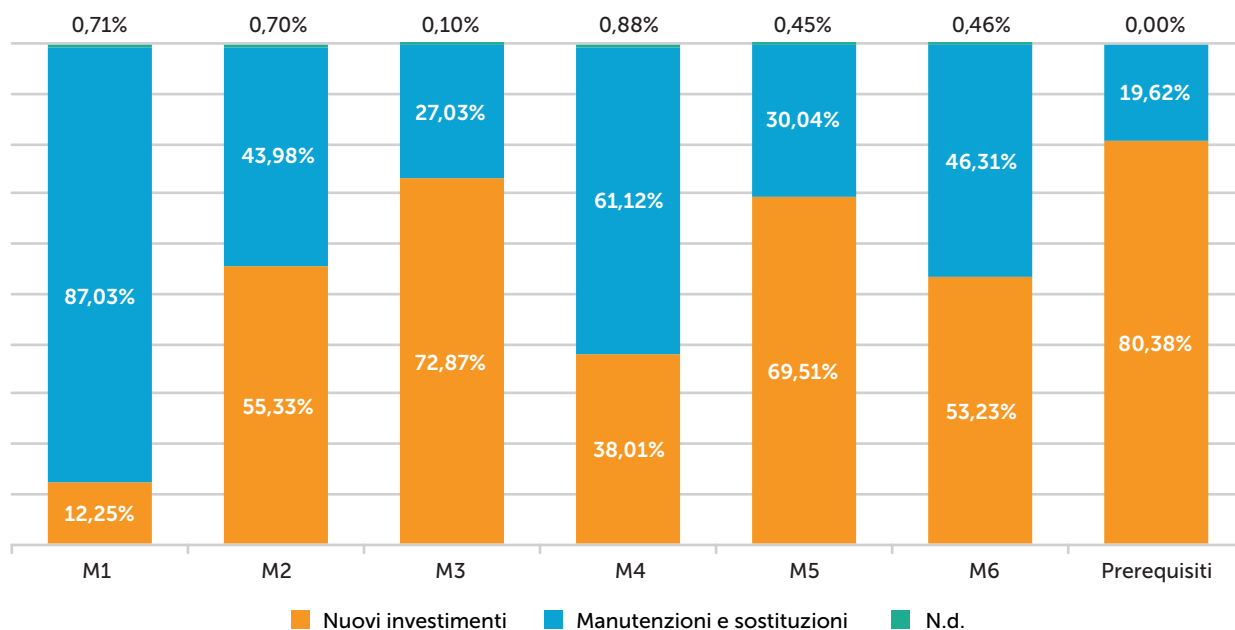
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi previsti per ciascun macro-indicatore (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), per il periodo regolatorio 2020-2023 oltre la metà del fabbisogno finanziario pianificato dagli Enti di governo dell'ambito rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di interventi di manutenzione straordinaria ma, rispetto al precedente biennio di pianificazione 2018-2019, la distanza rispetto agli interventi di realizzazione di nuove infrastrutture si riduce sensibilmente: a livello nazionale la quota di investimenti in sostituzioni e manutenzioni pesa complessivamente per il 51,4% (contro il 55% del biennio 2018-2019), mentre gli investimenti in nuove opere crescono dal 42% al 47,4%. In questo periodo si assiste anche a un calo delle opere per le quali l'Ente di governo dell'ambito non ha indicato la tipologia o non ha dato una qualificazione univoca (1,2% del totale), segno di un costante miglioramento dell'attività di pianificazione e di rendicontazione. Come era lecito attendersi, la medesima analisi svolta prendendo a riferimento le sole opere strategiche contenute nel POS restituisce per il quadriennio 2020-2023 un quadro completamente diverso, con la percentuale di nuove opere che è prevalente rispetto al totale (circa il 74%), spinta anche in questo caso dalla significativa incidenza del settore fognario e depurativo tra gli interventi del Piano (con la presenza di realizzazioni di nuovi impianti ed estensioni di rete fognaria, anche finalizzate al superamento delle procedure di infrazione relative alla mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE sulle acque reflue).

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per tipologia di opera rispetto a ciascun obiettivo di qualità tecnica (Fig. 5.43), l'analisi conferma il quadro eterogeneo già rappresentato in occasione della *Relazione Annuale 2020*, pur con l'effetto degli incrementi degli investimenti in nuove opere. In particolare, la quota principale delle opere finalizzate al contenimento delle perdite idriche riguarda soprattutto sostituzioni della rete esistente (con oltre l'87% degli investimenti totali per il macro-indicatore M1). Gli obiettivi per i quali sono richiesti maggiori investimenti in nuove infrastrutture sono il miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3) e la riduzione dello smaltimento in discarica dei fanghi di depurazione (macro-indicatore M5), con percentuali che si attestano rispettivamente al 72,9% e al 69,6%, in crescita rispetto al precedente biennio di pianificazione 2018-2019. Aumenta il peso delle nuove opere anche per l'obiettivo di riduzione delle interruzioni idriche (M2) e di miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6), mentre rimane sostanzialmente immutata la ripartizione degli investimenti tra nuove realizzazioni e opere di manutenzione con riferimento all'obiettivo di adeguatezza

del sistema fognario (M4). Anche nel terzo periodo regolatorio l'impatto maggiore delle nuove opere si registra con riferimento ai prerequisiti (80,38%), in ragione della necessità di proseguire gli interventi di adeguamento degli agglomerati sprovvisti di reti fognarie o di servizi di depurazione, al fine di conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE.

FIG. 5.43 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2020-2023 per tipologia di opera e per singoli obiettivi di qualità tecnica (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al terzo periodo regolatorio (delibera 580/2019/R/idr).

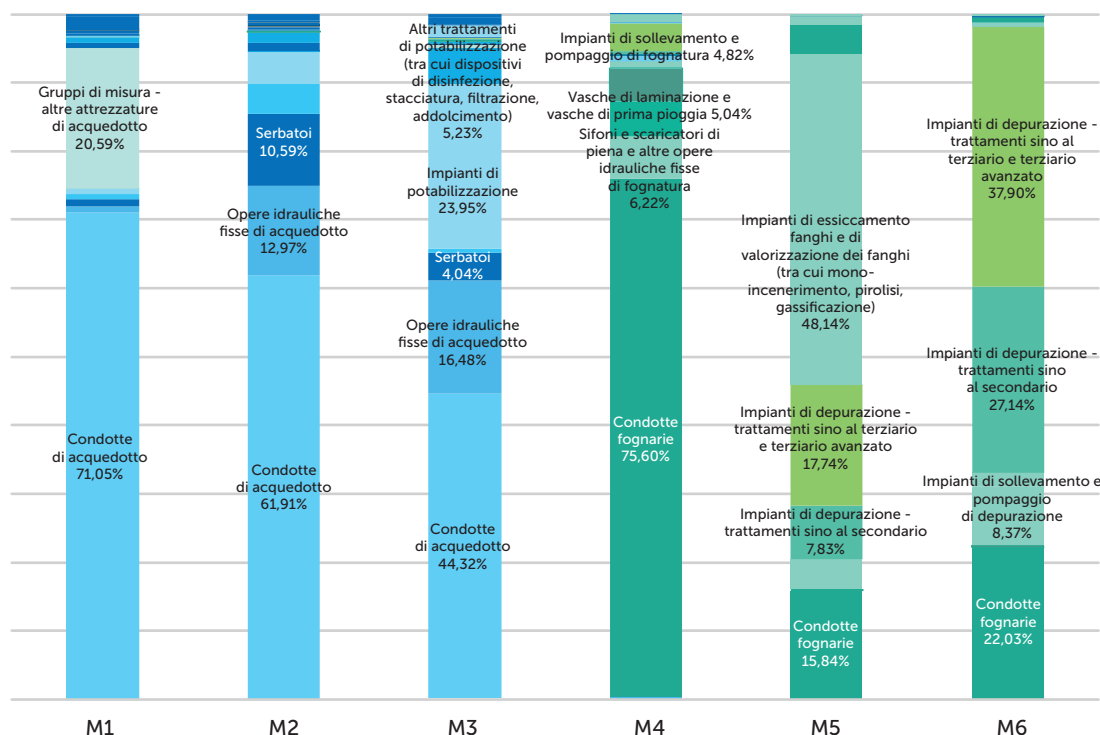
Con la delibera 580/2019/R/idr l'Autorità, al fine di poter prefigurare una maggiore efficacia anche nell'impiego di strumenti gestionali più avanzati (*asset management*), ha rivisitato la classificazione e le vite utili dei cespiti al fine di ricondurre le infrastrutture alla pertinente attività (a partire dal 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 conseguire³⁹. Il maggiore dettaglio di tale nuova classificazione ha permesso all'Autorità di categorizzare i principali interventi che ciascun Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl, utilizzando come *proxy* la tipologia di cespiti sottesa a ciascun intervento (seppure con la precisazione che taluni progetti integrati che riguardano diverse tipologie di immobilizzazioni potrebbero essere stati assegnati a quella prevalente). Gli esiti di tale analisi sono riportati nella figura 5.44 e restituiscono le seguenti evidenze:

- 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) coprono la quota principale di fabbisogno nel servizio idrico integrato, essendo funzionali – in diversa misura – al raggiungimento di tutti gli obiettivi di qualità tecnica; 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;
- per la riduzione delle perdite una significativa incidenza è data anche dal potenziamento degli strumenti di mi-

³⁹ Cfr. art. 10 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

- sura (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le prime sperimentazioni di *smart meter*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione della rete idrica;
- 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 anche 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; per quanto riguarda in particolare l'M3, quasi il 30% del fabbisogno di investimenti è legato al potenziamento degli impianti di potabilizzazione e/o di singoli trattamenti (per esempio disinfezione, filtrazione, addolcimento);
 - con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), quasi il 74% del fabbisogno interessa impianti di depurazione e nello specifico la linea di trattamento fanghi: impianti di essiccazione – termico, solare, bioessiccamento – e valorizzazione, a volte integrati (per esempio con la presenza di sistemi di cogenerazione di energia elettrica/calore, produzione di biometano), impianti di trattamento (finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti); si rileva, inoltre, come EGA e gestori prevedano un impatto su tale obiettivo anche rispetto a interventi riguardanti la linea acque degli impianti di depurazione;
 - infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata, si riscontra una prevalenza di interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (38%), rispetto a impianti di trattamento secondario (27%).

FIG. 5.44 *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 e attività connesse con la definizione del secondo elenco

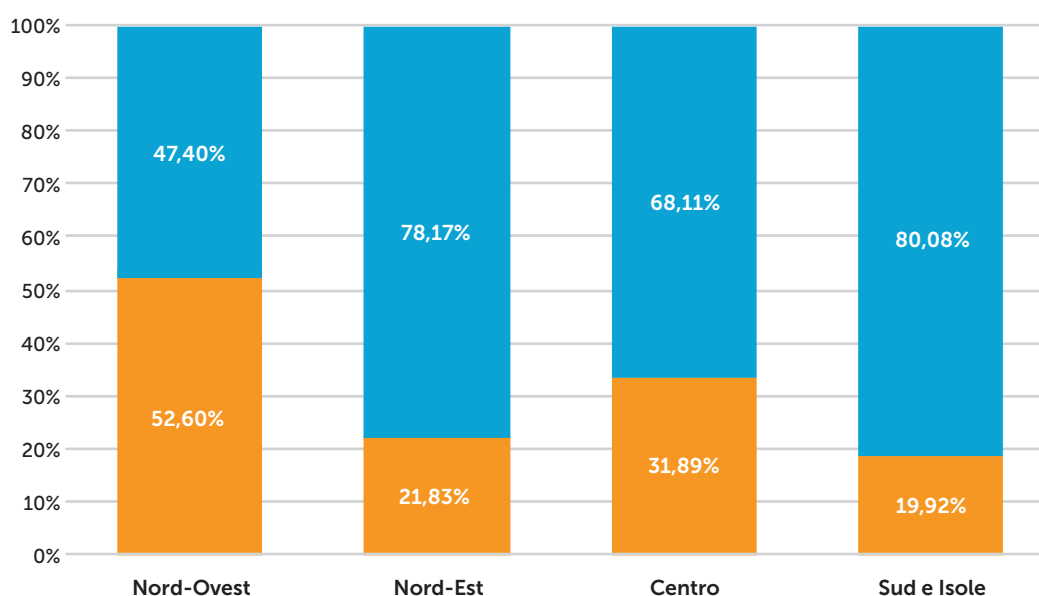
Nel corso del 2020 l’Autorità, avvalendosi del supporto di CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) per le proprie verifiche, ha proseguito l’attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi ammessi a finanziamento nel primo stralcio della sezione “acquedotti” del Piano nazionale di interventi nel settore idrico – adottato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° agosto 2019, ai sensi del comma 516 della legge 27 dicembre 2017, n. 205⁴⁰ – 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 provocata dal diffondersi del 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* 2020, l’Autorità, nel corso del 2020, ha 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 11.440.000 euro⁴¹, in diversi momenti:

- con le delibere 23 giugno 2020, 236/2020/R/idr, e 30 giugno 2020, 249/2020/R/idr, è stato stanziato un importo complessivo di 1.460.000 euro relativo alla prima quota di finanziamento (equivalente al 40% dell’importo di competenza 2019) di cui alla lettera a) del richiamato comma 4.1, con riferimento a tre progetti dell’elenco (in tal modo è stata completata l’erogazione della prima quota di finanziamento, in acconto, per tutti i 26 interventi/progetti ricompresi nel Piano);
- con le delibere 23 giugno 2020, 237/2020/R/idr, 30 giugno 2020, 252/2020/R/idr, e 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, sono state stanziati successive quote di finanziamento per complessivi 9.980.000 euro, relative a sette progetti trasmessi da sei Enti di governo dell’ambito; della predetta cifra, 8.050.000 euro sono stati erogati con le modalità straordinarie rappresentate nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*, per preservare l’efficacia del finanziamento alla luce del contesto critico determinato dall’emergenza sanitaria in atto.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, 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 25.980.000 euro (di cui 21.550.000 euro di competenza dell’anno 2019 e 4.430.000 euro di competenza dell’anno 2020), pari al 32,48% del finanziamento totale stanziato. Nella figura 5.45 è rappresentato lo stato dell’erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di dicembre 2020 (in coincidenza dell’ultimo provvedimento di erogazione a oggi approvato), distinto per area geografica, dal quale si evince che nel Nord-Ovest è stata erogata più della metà delle risorse (con un picco del 58% nella Regione Lombardia), mentre nel Centro Italia è stato trasferito al soggetto beneficiario oltre un terzo delle risorse previste (destinato in particolare all’intervento localizzato nell’ambito territoriale della Provincia di Frosinone, che ha esaurito il 50% del relativo finanziamento). Non si è proceduto ancora a erogazioni di quote successive all’acconto nelle Regioni del Sud Italia e in Sicilia.

40 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.

41 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.

FIG. 5.45 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica

	Nord-Ovest	Nord-Est	Centro	Sud e Isole
■ Somma da autorizzare (euro)	11.660.000	11.960.000	9.740.000	20.660.000
■ Somma autorizzata all'erogazione (euro)	12.940.000	3.340.000	4.560.000	5.140.000

Fonte: ARERA.

Le autorizzazioni di dicembre 2020 hanno determinato la conclusione del finanziamento per quattro degli interventi inclusi nell'elenco (i due interventi localizzati nell'Ambito territoriale ottimale – ATO – di Mantova, quello presente nell'ATO di Pavia e uno dei due interventi relativi al territorio dell'ATO Alto Veneto, per il quale erano previste risorse solo per l'anno di competenza 2019). A oggi tutte le quote previste sono state interamente richieste dai soggetti beneficiari⁴², e non sono state riscontrate dall'Autorità casistiche di revoca del finanziamento ai sensi dell'art. 8 della delibera 425/2019/R/idr.

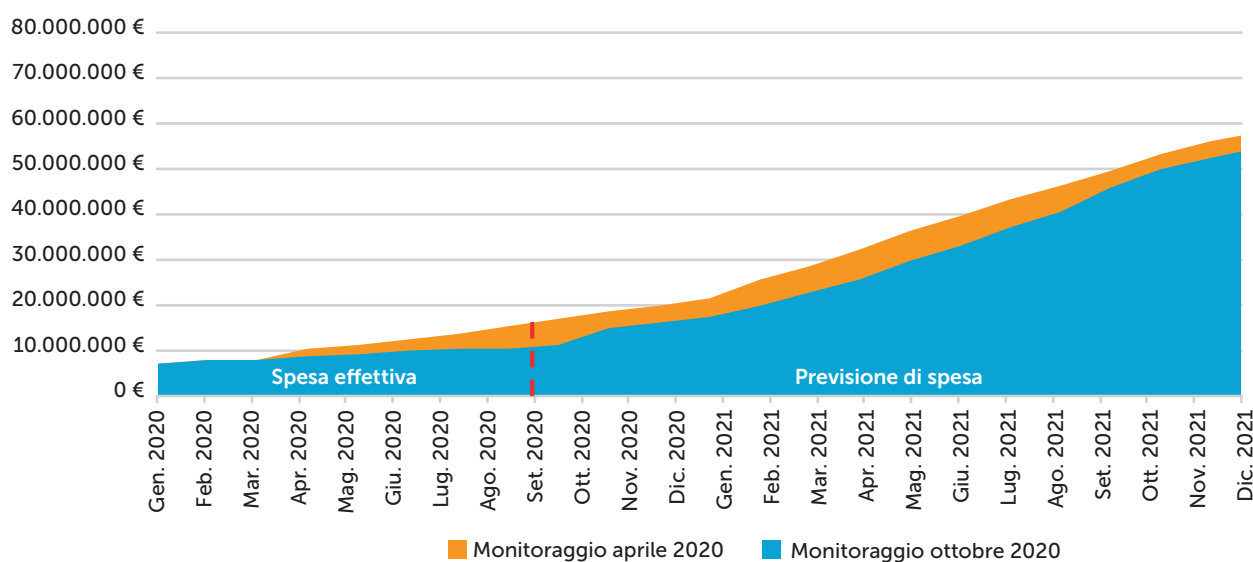
Il comma 5.3 della predetta delibera, come modificato dalla delibera 58/2021/R/idr, prevede che, entro il 31 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno, nonché a corredo di ciascuna richiesta di erogazione dei fondi, l'Ente di riferimento, avvalendosi dell'Ente di governo dell'ambito laddove differente, 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". Nel corso del secondo monitoraggio semestrale del 2020, la maggior parte degli enti di riferimento coinvolti ha rappresentato all'Autorità e a CSEA⁴³ il protrarsi dei ritardi – già evidenziati nella *Relazione Annuale 2020* con riferimento al primo monitoraggio – nell'avanzamento dei lavori, legati a rallentamenti delle attività di autorizzazione e progettazione soprattutto in ragione delle misure restrittive imposte dall'emergenza da Covid-19; la maggior parte dei soggetti ha comunque dichiarato di poter recuperare parte del ritardo nelle fasi successive. Nella figura 5.46 è illustrato l'impatto dei rallentamenti comunicati nell'avanzamento degli interventi, ponendo a confronto i flussi di spesa (a consuntivo e previsionali) indicati nei cronoprogrammi trasmessi nei due monitoraggi semestrali del 2020, per un campione di soggetti per i quali si hanno a disposizione due cicli di monitoraggio consecutivi (16 Enti di riferimento, in capo ai quali vi sono 23 dei 26 progetti finanziati con le risorse del Piano nazionale).

⁴² Ferme restando le verifiche da parte dell'Autorità e di CSEA sulla spesa delle quote trasferite in acconto, ai sensi della richiamata delibera 520/2020/R/idr.

⁴³ Utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA con la 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.

La forbice tra le due curve tende ad ampliarsi negli ultimi mesi di consuntivo e a rimanere stabile nel primo semestre del 2021, per poi restringersi nel secondo semestre del medesimo anno.

FIG. 5.46 Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2020)



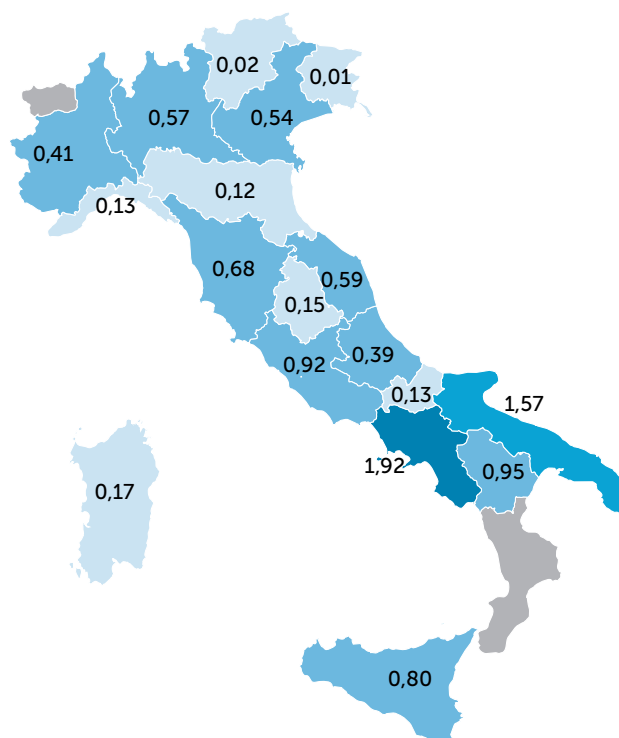
Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Sulla base del monitoraggio degli interventi, i soggetti beneficiari potranno avanzare le richieste di erogazione delle successive quote di finanziamento, compatibilmente con le finestre di erogazione individuate da CSEA nella circolare 4/2021/idr, che recepisce le nuove modalità semplificate adottate con la richiamata delibera 58/2021/R/idr; quest'ultima ha previsto l'eliminazione del vincolo delle quote minime per procedere all'erogazione, di cui al comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, disponendo la copertura dell'effettiva spesa rendicontata dall'Ente di riferimento (al netto dell'acconto e delle quote già erogate). L'esito del primo dei due monitoraggi che si terrà nel 2021, ai sensi del comma 5.3 (la cui scadenza è prevista il 31 maggio), permetterà di valutare l'impatto che tali misure avranno sulle prossime erogazioni che saranno effettuate nell'anno in corso e nei primi mesi del 2022, nonché gli effetti dei ritardi accumulati nel 2020 a causa della richiamata emergenza sanitaria da Covid-19 tuttora in corso.

Come illustrato nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*, l'Autorità – con la delibera del 21 luglio 2020, 284/2020/R/idr – ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore idrico ai fini dell'aggiornamento della sezione "acquedotti" del Piano nazionale, definendo un'unica pianificazione basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dal comma 155 dell'art. 1 della legge n. 145/2018 per la menzionata sezione, quantificabili complessivamente in 320 milioni di euro (tenuto conto della spesa di 40 milioni di euro annui fino al 2028). Nell'ambito del citato procedimento, in data 6 agosto 2020, l'Autorità ha trasmesso agli Enti di governo dell'ambito e alle Regioni una richiesta di informazioni finalizzata a confermare o aggiornare gli elementi dai medesimi già trasmessi all'Autorità per l'individuazione del primo stralcio del Piano nazionale, predisponendo a tale scopo un'apposita modulistica con la quale illustrare le caratteristiche principali di ciascun progetto: obiettivo di qualità tecnica sotteso, costo dell'intervento (con l'indicazione della quota per la quale si richiede il finanziamento con le risorse del Piano e di eventuali quote già finanziate con tariffa o altri contributi), livello di progettazione e cronoprogramma tecnico-finanziario recante i tempi di realizzazione.

In esito alla ricognizione svolta, sono pervenuti all’Autorità nel complesso 1.208 progetti/interventi, trasmessi dai soggetti competenti con riferimento ai singoli territori di pertinenza (nei quali, complessivamente, risiedono circa 50 milioni di abitanti), per i quali è stata formulata richiesta di copertura a valere sulle risorse stanziare dalla normativa vigente per un totale di 10,07 miliardi di euro, distribuiti geograficamente come illustrato nella figura 5.47. Le principali opere descritte nelle schede di progetto trasmesse all’Autorità hanno a oggetto, in particolare: la realizzazione e il raddoppio di grandi adduttrici, l’interconnessione di schemi acquedottistici in sistemi integrati che fanno leva anche sugli invasi presenti nelle aree interessate, la realizzazione di nuovi acquedotti e la messa in sicurezza delle infrastrutture esistenti, il potenziamento delle reti di distribuzione cittadine prevedendo anche opere di distrettualizzazione, al fine di assicurare il monitoraggio delle pressioni di esercizio e la riduzione delle perdite. La finalità è rendere più efficienti i sistemi di approvvigionamento e di distribuzione, assicurando un’adeguata disponibilità di risorsa idrica, migliorandone la qualità ai fini idropotabili e contenendo sprechi e interruzioni delle forniture.

FIG. 5.47 *Distribuzione del fabbisogno di investimenti nel servizio di acquedotto esplicitato dalle Regioni e dagli Enti di governo dell’ambito ai fini della definizione del secondo elenco del Piano nazionale (in miliardi di euro)*

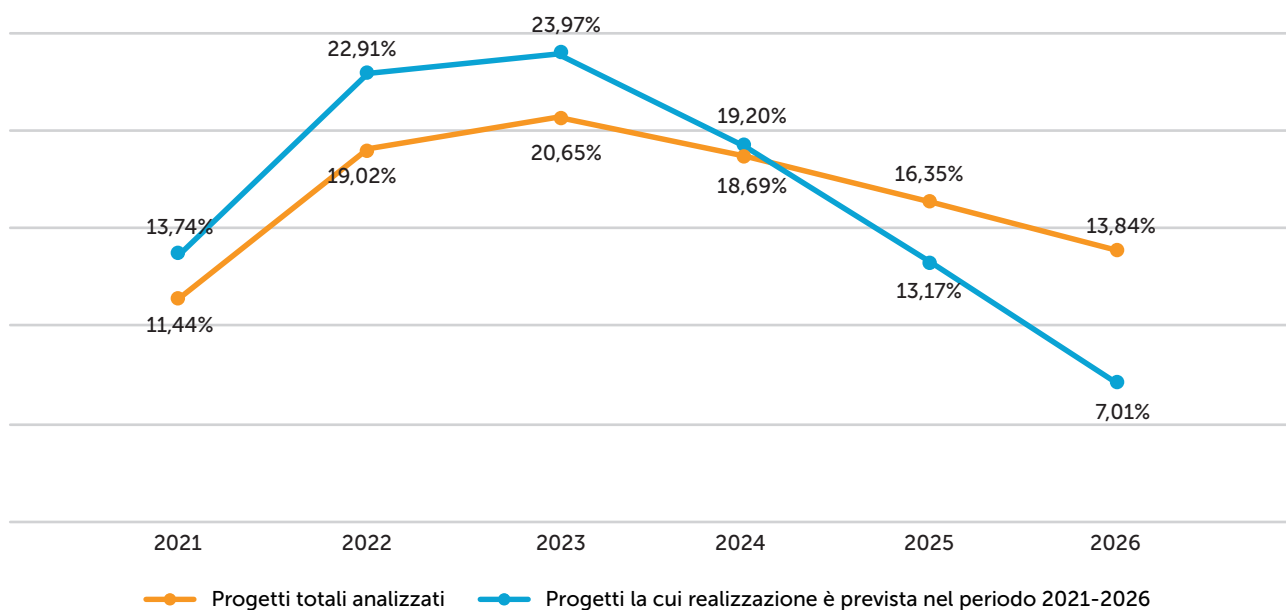


Fonte: ARERA, elaborazione sulle schede progetto trasmesse in risposta alla richiesta di informazioni del 6 agosto 2020.

Come risulta evidente dalla cartina geografica (Fig. 5.47), la quota maggiore di risorse è stata esplicitata dalle Regioni del Sud e rappresenta – con 4,9 miliardi di euro e 727 progetti – quasi il 50% delle richieste nazionali; seguono le Regioni del Centro (23,19%), che, pur avendo il minor numero di schede trasmesse (81), richiedono in larga parte progetti di grandi dimensioni, con valenza regionale e inter-ambito, per la cui realizzazione sono coinvolti più gestori e per i quali i pertinenti Enti di governo dell’ambito hanno attestato il carattere di strategicità e urgenza. Dall’analisi dei cronoprogrammi tecnico-finanziari allegati alle richieste, le risorse risultano concentrate nell’arco temporale 2021-2026 (6,8 miliardi di euro, pari a circa il 68% del fabbisogno totale esplicitato), in particolare negli anni centrali 2022-2024, dove sono allocati quasi 4 miliardi di euro (Fig. 5.48). Prendendo in considerazione i soli progetti la cui realizzazione è prevista all’interno dell’orizzonte temporale 2021-2026 (al fine

di valutare i possibili effetti sinergici rispetto alle linee di investimento in fase di definizione nel già menzionato Piano nazionale di ripresa e resilienza), che esprimono complessivamente un fabbisogno di circa 5,2 miliardi di euro, la distribuzione annuale degli importi segue lo stesso andamento generale, seppure con una maggiore concentrazione di risorse nei due anni centrali 2022-2023 e una "coda" di spesa più lunga negli ultimi due anni.

FIG. 5.48 *Distribuzione del fabbisogno di investimenti esplicitato per la definizione del secondo elenco del Piano nazionale nell'orizzonte temporale 2021-2026*



Fonte: ARERA, elaborazione sulle schede progetto trasmesse in risposta alla richiesta di informazioni del 6 agosto 2020.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (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 2014.

Nel corso dell'anno 2020, il quadro complessivo di carattere normativo e regolatorio ha risentito profondamente degli effetti della pandemia di Covid-19: l'approccio adottato dall'Autorità, infatti, è stato caratterizzato dalla necessità di garantire la stabilità del quadro di regole sviluppato negli anni, calibrando taluni strumenti per renderne più efficace l'impiego rispetto alle criticità riscontrate.

A tal fine, con la delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, l'Autorità ha confermato la regolazione per schemi, introducendo nell'impianto regolatorio vigente taluni elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle

prestazioni di qualità contrattuale e tecnica nonché, per ciò che più rileva in questa sede, adeguamenti di specifici criteri per il riconoscimento dei costi efficienti di cui all'MTI-3.

Nell'ambito della citata regolazione per schemi, 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", e in particolare:

- il Programma degli interventi, Pdl (di cui il Piano delle opere strategiche, 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.

Come stabilmente previsto già a partire dal 2014, ai fini della predisposizione degli atti di cui si compone lo specifico schema regolatorio, ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato nell'ambito della matrice di schemi regolatori (Tav. 5.1), 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 dell'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
- dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione (VRG) 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.

Ai differenti tipi di schemi regolatori sono associate diverse regole di computo tariffario e diversi limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni. Come indicato nella tavola 5.1, il limite agli incrementi tariffari risulta più stringente rispetto al precedente periodo regolatorio, in ragione della necessità di contenere l'impatto delle variazioni tariffarie sull'utenza, nonché di favorire la razionalizzazione degli oneri sostenuti dalla gestione nel rispetto del principio di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento⁴⁴.

⁴⁴ Si vedano le *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019 e 2020, Volume 1, Capitolo 5.

TAV. 5.1 Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

		$\frac{VRG^{2018}}{\text{pop} + 0,25\text{pop}_{\text{flut}}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{\text{pop} + 0,25\text{pop}_{\text{flut}}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{\text{exp}} + CFP_t^{\text{exp}}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 5,2%	Schema II Limite di prezzo: 3,7%	Schema III Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{\text{exp}} + CFP_t^{\text{exp}}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	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.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Al fine di consentire un ordinato recepimento delle misure introdotte per mitigare gli effetti della pandemia di Covid-19 sull'equilibrio economico-finanziario delle gestioni e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, con la delibera 235/2020/R/idr è stata, da ultimo, disposta la proroga al 31 luglio 2020 del termine di cui al comma 5.3 della delibera 580/2019/R/idr, entro il quale l'Ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente, era tenuto a trasmettere il pertinente schema regolatorio recante la predisposizione tariffaria del servizio idrico integrato per il terzo periodo regolatorio 2020-2023.

A partire dal mese di novembre 2020, l'Autorità ha dato avvio al processo di adozione dei provvedimenti di approvazione tariffaria che, alla data del 31 maggio 2021, hanno riguardato complessivamente 38 gestioni, interessando 16.544.664 abitanti.

Per tali gestioni 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 2017, 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.

I citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 64% della popolazione del Nord-Ovest, il 60% degli abitanti del Nord-Est e il 20% dei residenti nell'Italia centrale (Tav. 5.2 e Fig. 5.49). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 29% degli abitanti residenti, con una copertura pressoché completa in Friuli-Venezia Giulia e Umbria.

TAV. 5.2 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	-	-
Basilicata	-	-
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	4	2.226.402
Friuli-Venezia Giulia	7	1.200.113
Lazio	1	3.703.160
Liguria	1	843.490
Lombardia	2	1.341.671
Marche	3	813.217
Molise	-	-
Piemonte	7	919.150
Puglia	-	-
Sardegna	-	-
Sicilia	-	-
Toscana	3	1.894.781
Umbria	3	881.941
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	7	2.720.739
TOTALE	38	16.544.664

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

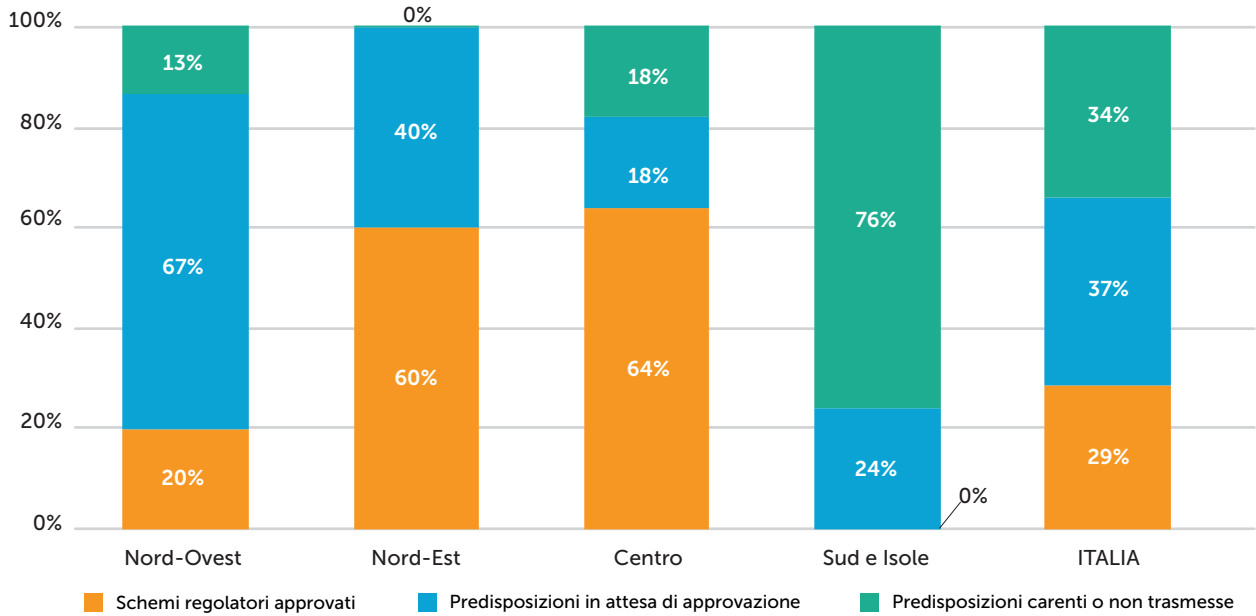
Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si distinguono:

- quelle per cui 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. Si fa riferimento, in particolare, a talune gestioni operanti in Lombardia, Piemonte, Liguria, Veneto, Emilia-Romagna, Toscana, Lazio, Marche e, con riferimento al Sud del Paese, ad alcune gestioni operanti in Puglia e Sicilia;
- le realtà, rinvenibili soprattutto nel Mezzogiorno, 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, 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, all'Abruzzo, alla Campania, alla Basilicata, alla Calabria, a talune gestioni del Lazio e della Sicilia e all'operatore che serve la Regione Sardegna).

Come rappresentato anche nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*, con riguardo ai soggetti che non hanno ancora adempiuto agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini della definizione delle

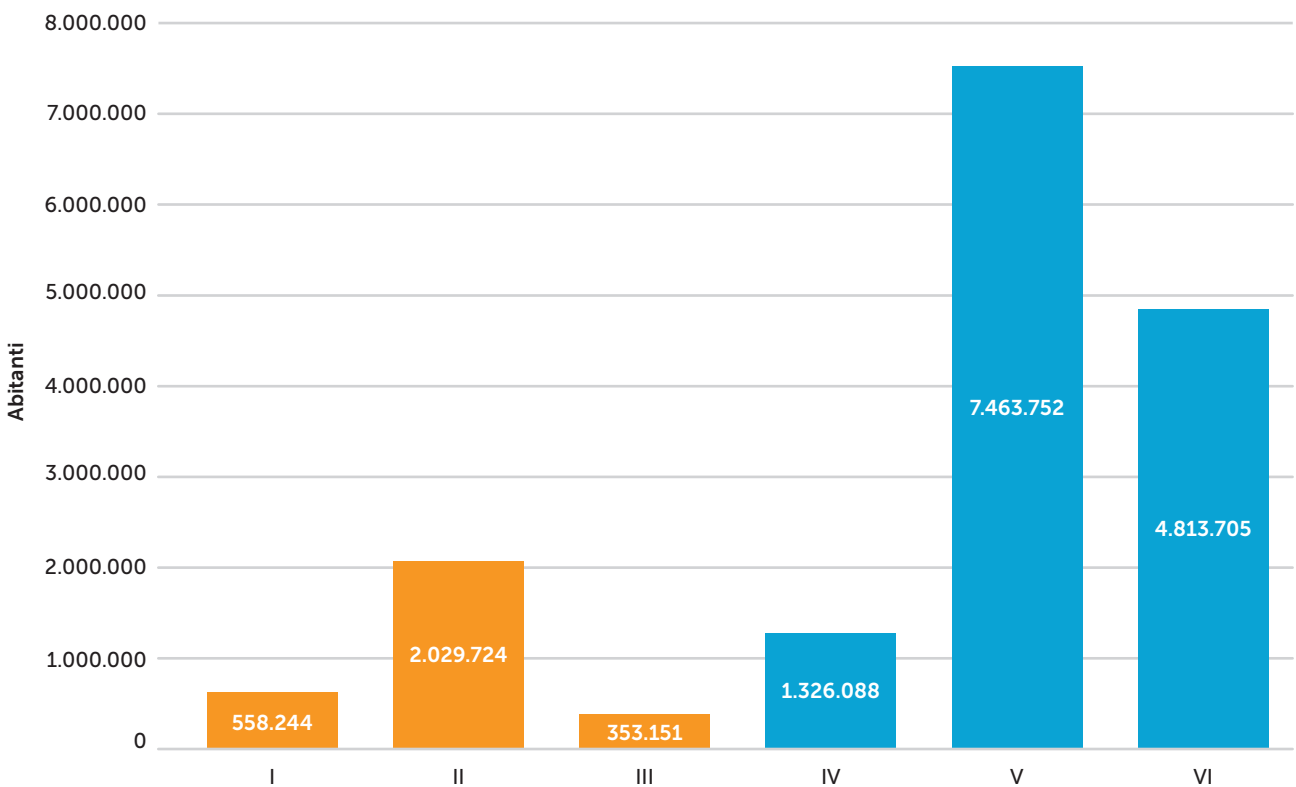
tariffe ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, l’Autorità, con la delibera 15 dicembre 2020, 555/2020/R/idr, ha avviato il procedimento per la determinazione d’ufficio delle tariffe.

FIG. 5.49 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell’Autorità (periodo regolatorio 2020-2023)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.50 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori, le 38 gestioni interessate da specifici atti di approvazione da parte dell'Autorità sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.50; come sintetizzato nella tavola 5.3, si rileva che:

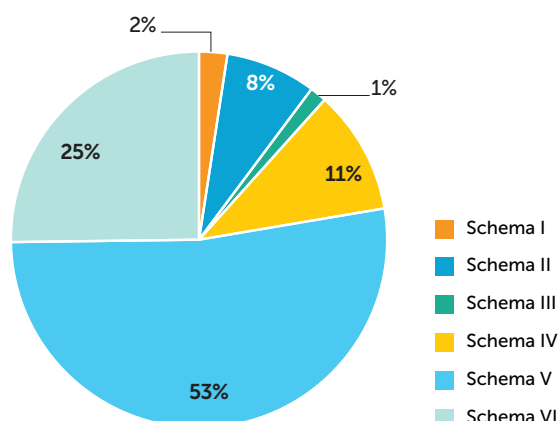
- per 10 gestioni (che erogano il servizio a 2.941.119 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della matrice di schemi regolatori. Per tale gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua dell'1,0% nel 2020, del 2,4% nel 2021, del 2,6% nel 2022 e dell'1,8% 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 RAB esistente);
- per 28 gestioni (che servono 13.603.545 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 2,7% nel 2020, al 3,4% nel 2021, al 3,9% nel 2022 e al 3,4% nel 2023, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti, ivi inclusi quelli che si prevede di realizzare con contributi a fondo perduto (rispetto alla RAB esistente). La successiva figura 5.51 mostra come il 53% della spesa pianificata per investimenti, ivi inclusi quelli derivanti da contributi a fondo perduto, sia riferita a gestioni che si collocano nello schema V della matrice di schemi.

TAV. 5.3 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
Lombardia	-	0%	-	-	-	-	2	14%	4,9%	2,6%	2,5%	2,3%
Piemonte	4	7%	0,6%	1,3%	2,1%	1,9%	3	14%	4,5%	2,7%	2,7%	1,9%
Liguria	-	0%	-	-	-	-	1	54%	3,2%	3,4%	3,7%	3,5%
Veneto	-	0%	-	-	-	-	7	59%	3,0%	3,4%	4,9%	4,5%
Friuli-Venezia Giulia	1	19%	3,8%	3,7%	3,4%	1,4%	6	81%	0,3%	1,3%	2,4%	0,6%
Emilia-Romagna	3	45%	0,9%	3,0%	3,0%	2,1%	1	6%	3,4%	3,0%	4,4%	3,2%
Toscana	-	0%	-	-	-	-	3	53%	2,3%	1,2%	1,1%	1,1%
Umbria	-	0%	-	-	-	-	3	100%	3,5%	2,9%	3,6%	1,7%
Marche	2	27%	0,2%	-0,6%	0,8%	0,6%	1	26%	0,0%	3,0%	3,8%	2,3%
Lazio	-	0%	-	-	-	-	1	67%	2,0%	5,6%	5,7%	5,5%
TOTALE	10	5%	1,0%	2,4%	2,6%	1,8%	28	23%	2,7%	3,4%	3,9%	3,4%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.51 Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori (periodo regolatorio 2020-2023)

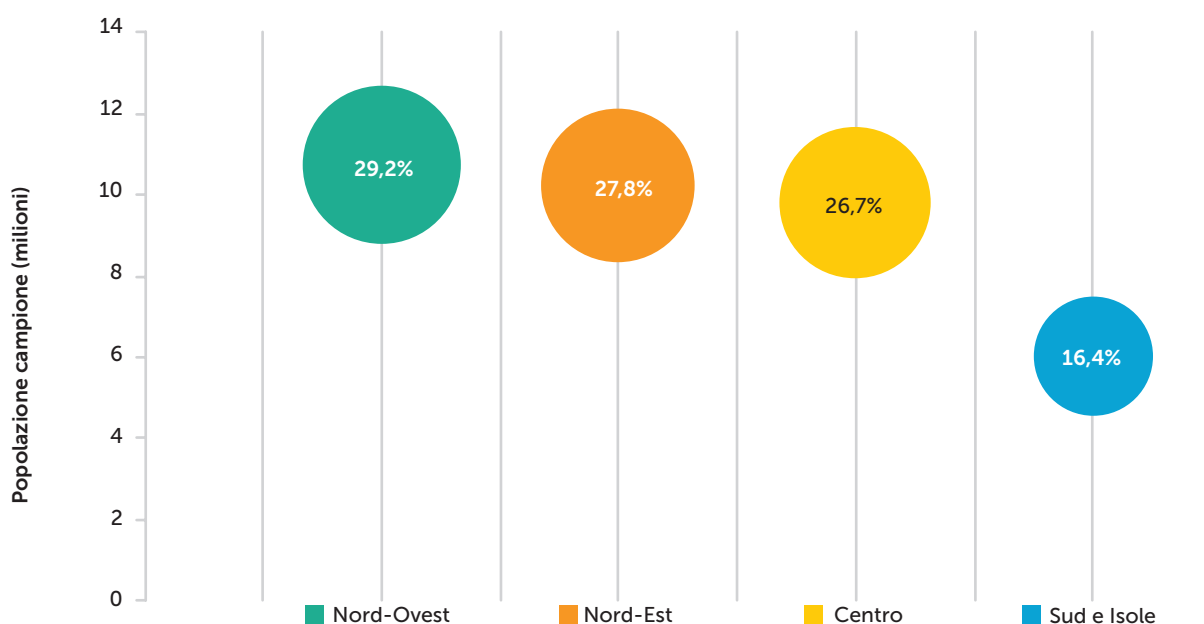


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, riguardano un campione composto da 84 gestioni (per le quali la relativa proposta tariffaria è stata trasmessa all'Autorità ai sensi della delibera 580/2019/R/idr), che servono complessivamente 36.817.534 abitanti e che si distribuiscono tra le diverse aree geografiche come rappresentato nella figura 5.52. Il campione include 46 operatori, che servono una popolazione di 20.272.870 abitanti, che – alla data del 31 maggio 2021 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori, per i quali l'Autorità sta conducendo la relativa fase di istruttoria.

FIG. 5.52 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

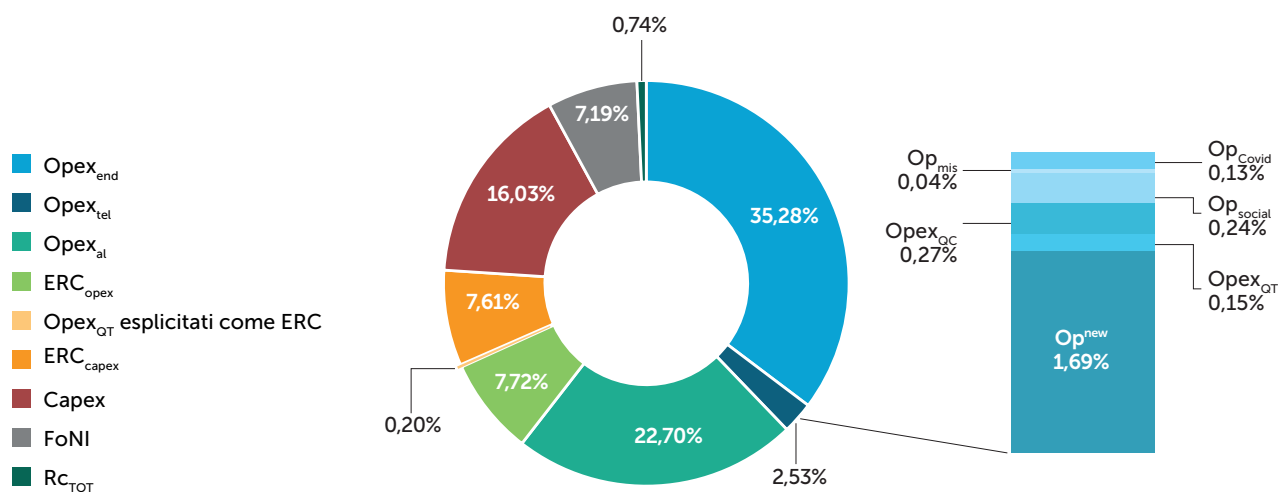
Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, secondo il campione sopra rappresentato, portano a quantificare, per l'anno 2020, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (Vincolo ai ricavi del gestore – VRG) pari a 5,9 miliardi di euro. Dalla figura 5.53 si evince che:

- il 60,5% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}$ (35,3%);
 - costi operativi aggiornabili⁴⁵ $Opex_{al}$ (22,7%);
 - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}$ (2,5%) 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 ($Opex_{QTR}$ per la parte non esplicitata come ERC);
 - oneri relativi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 655/2015/R/idr e 547/2019/R/idr ($Opex_{QC}$);
 - oneri di cui alla componente $Op_{socialr}$ 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 oneri 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/idr⁴⁶;
 - 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});
 - oneri di cui alla delibera 235/2020/R/idr, relativi alla sola annualità 2020, connessi all'emergenza epidemiologica da Covid-19, se non già inclusi in altre componenti di costo (Op_{Covid}) e riportati al netto di eventuali minori costi conseguenti anche alle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus;
- il 7,9% del VRG afferisce ai costi ambientali e della risorsa ERC, specificatamente riferiti ai costi operativi (un'esigua parte dei quali, pari allo 0,2%, è riferibile agli $Opex_{QT}$ esplicitati come ERC);
- il 23,6% 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 (16%) ed ERC_{capex} (7,6%), cui si aggiunge una quota del 7,2% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI);
- lo 0,7% del VRG è destinato al recupero (in sede di conguaglio) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

⁴⁵ 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).

⁴⁶ Regolazione della morosità del servizio idrico integrato (REMSI). In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all'utente 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.

FIG. 5.53 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2020



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, rispetto alla composizione del VRG riferita all'anno 2019⁴⁷ (illustrata nella *Relazione Annuale 2020* e afferente a un campione di 98 operatori che erogano il servizio a 34.097.585 abitanti) pur a fronte di una sostanziale stabilità del totale dei costi operativi (60,5% dell'attuale campione contro il 60,9% della precedente *Relazione Annuale*), il progressivo dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità permette, alla luce degli ultimi dati aggiornati, una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità a cui le medesime sono rivolte. Ormai, quasi la metà dei costi operativi è puntualmente riconducibile a una finalità, precisata in ambito ERC, Opex_{tel}⁴⁸ o Opex_{al}⁴⁹.

Allo stesso tempo, riguardo agli oneri non interessati dal processo di qualificazione, è stata introdotta l'applicazione delle misure di promozione dell'efficienza gestionale (di cui si dirà più diffusamente in seguito), con l'introduzione di un livello di *sharing* annuale del margine, $\Delta Opex$ ⁵⁰, a decurtazione della componente Opex_{end} riconosciuta in tariffa nelle annualità 2020-2023, che ha determinato una riduzione dei costi operativi endogeni.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture (Capex, ivi inclusa la quota esplicitata come ERC), si rileva una sostanziale stabilità rispetto all'annualità 2020 ma, al contempo, si registra un incremento della quota a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI), il cui peso in termini di VRG aumenta dal 6,6% al 7,2%.

Infine, si segnala una sensibile riduzione della quota relativa alle componenti a conguaglio (Rc_{TOT}), in parte determinata dalla scelta, da parte di alcuni Enti di governo, di ricorrere a forme di dilazione nel tempo rinviandone il riconoscimento tariffario ad annualità successive al 2023. In particolare, considerando le 84 gestioni del campione, in 25 casi (che rappresentano circa il 37% della popolazione di riferimento), l'ammontare complessivo

47 Per il 2019, il VRG era così composto: Opex_{end} 38,1%, Opex_{al} 21,3%, altri costi operativi 1,5%, ERC 6,1%, Capex 23,5%, FoNI 6,6%, Rc_{TOT} 2,8%.

48 In particolare, si fa riferimento alla revisione delle componenti Opex_{tc} e Op_{social} nonché all'introduzione delle componenti Op_{mis} e Op_{Covid} come definite al comma 5.3 della delibera 235/2020/R/idr e all'art. 18 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

49 Con riferimento agli Opex_{al}, si rileva l'introduzione della componente legata agli oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi da depurazione (CO_{dfanghi}), come definita dall'art. 22 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

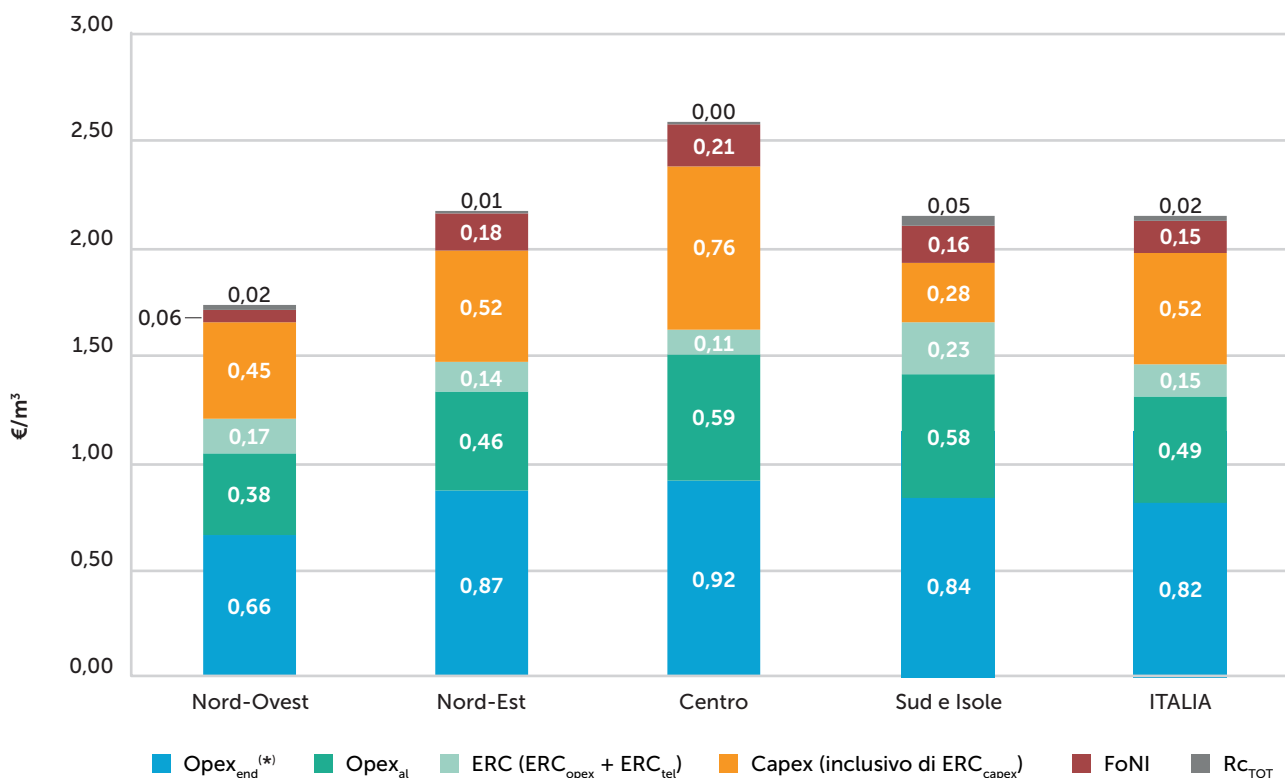
50 Dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, CO_{eff}, sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità.

dei conguagli il cui recupero è stato rinviato alle annualità successive al 2023 è pari a circa 526 milioni di euro. L'incidenza maggiore di tale fattispecie, in termini di popolazione servita, è riscontrata per gli operatori del Centro Italia, nelle cui predisposizioni tariffarie la componente Rc_{TOT} in tariffa, nel 2020 – come si vedrà anche successivamente –, assume valore praticamente nullo.

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentate 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 carattere di continuità. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG unitario mostrata nella figura 5.54, il minor valore medio del VRG per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,74 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,76 euro/m³), il valore medio unitario del VRG si attesta a 2,59 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 1,04 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e quello di 1,51 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 rinvencono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.55): a livello nazionale, il VRG per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,15 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Nord-Ovest) di 0,85 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 3,98 euro/m³.

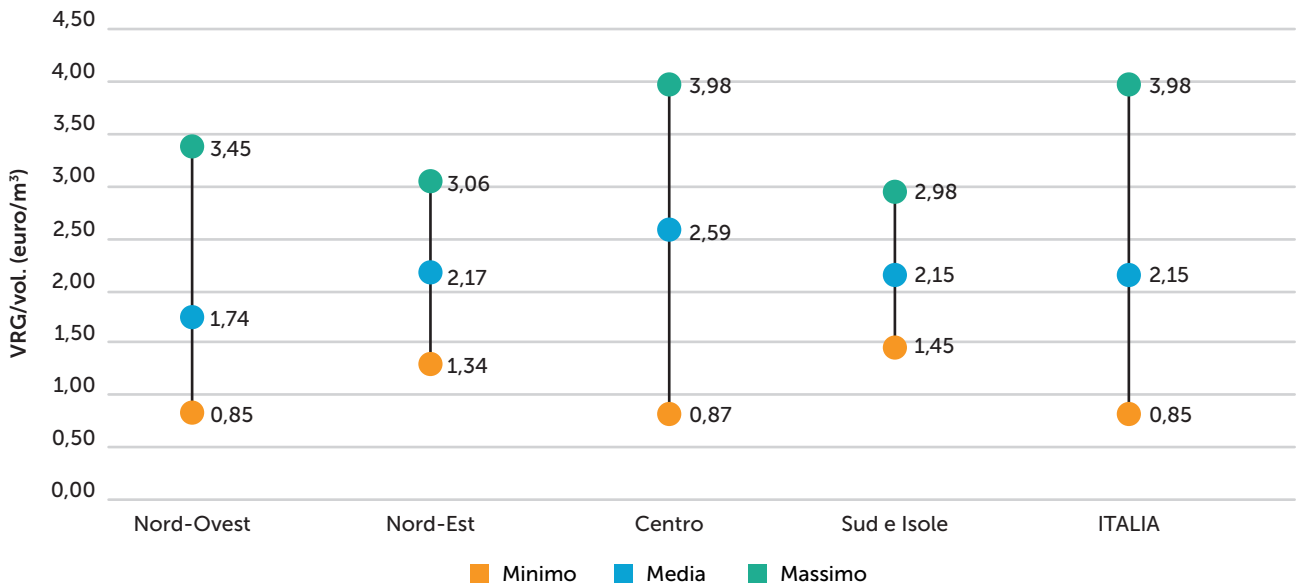
FIG. 5.54 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2020



(*) Include eventuali Op^{new} , $Opex_{OC}$, $Opex_{OT}$, Op_{social} , Op_{mis} e Op_{covid} .

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.55 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2020



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già accennato, l’Autorità, con la 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 clusterizzazione di ciascuna gestione (Tav. 5.4)⁵¹, 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.

TAV. 5.4 Matrice dei cluster per la definizione dei γ^{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: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{A,A}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{A,B}^{OP} = -1$	$\gamma_{A,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₁ : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	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} : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{COVER,A}^{OP} = 0$	$\gamma_{COVER,B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{COVER,C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

51 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.

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 48 gestori, che servono circa il 63% della popolazione del campione. L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2018}$ è risultato, per l'anno 2020, pari a circa 23 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,6% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore di γ_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.5.

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	15	6.715.183	4.429.612	1,3%
- 7/8	12	8.024.554	7.102.582	1,4%
- 5/6	6	3.076.082	1.933.971	1,1%
- 3/4	12	4.510.860	8.375.978	2,8%
- 1/2	3	821.907	1.090.315	2,1%
TOTALE	48	23.148.586	22.932.458	1,6%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come anticipato all'inizio del presente paragrafo, con la delibera 235/2020/R/idr, l'Autorità ha adottato misure urgenti nel servizio idrico integrato per mitigare gli effetti derivanti dalla situazione emergenziale pandemica sull'equilibrio economico e finanziario del settore e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, garantendo la continuità dei servizi essenziali nonché creando le condizioni per il rilancio della spesa per investimenti. In particolar modo, per ciò che rileva ai fini delle predisposizioni tariffarie, la citata delibera ha introdotto nel vigente impianto regolatorio adeguamenti di specifici criteri per il riconoscimento dei costi efficienti di cui all'allegato A alla delibera 580/209/R/idr, in particolare procedendo a:

- prevedere che il valore più basso del saggio reale di riconoscimento degli oneri finanziari sulle immobilizzazioni in corso relative a opere non strategiche venga applicato solo a partire dal 2022;
- introdurre, per il solo anno 2020, una componente di costo previsionale e straordinaria (Op_{Covid}), positiva o negativa, che tenga conto sia degli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza, sia dei minori oneri conseguenti alle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus (per esempio, all'attivazione dei trattamenti di Cassa integrazione ordinaria (CIGO) e/o al ricorso al Fondo d'integrazione salariale (FIS);
- introdurre, per il solo anno 2020, una componente tariffaria (CO_{dil}) a compensazione degli effetti delle dilazioni di pagamento eventualmente concesse ovvero dalla mancata attivazione immediata di procedure per il recupero dei relativi crediti, applicando una percentuale al fatturato dell'anno a-2 (0,3% per le gestioni che si collocano nella prima riga della matrice di schemi, 0,6% per le gestioni il cui schema regolatorio è collocato nella seconda riga della suddetta matrice);

- prevedere la facoltà per gli Enti di governo, nell'ambito della definizione della componente a recupero sugli Op_{social} di ricorrere per gli anni 2020 e 2021 a ulteriori agevolazioni rispetto a quelle minime previste dalla regolazione, utilizzando l'eventuale eccedenza di risorse rispetto a quelle utilizzate nel biennio 2018 e 2019;
- introdurre la facoltà per gli Enti di governo, con procedura partecipata dal gestore interessato, di rinviare il recupero della quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario nel 2020 ($RC_{appr2020,Covid}$) relativa a incrementi del moltiplicatore tariffario ϑ per la medesima annualità, comunque nel rispetto dei limiti di prezzo. La disposizione ha inoltre introdotto per l'EGA la facoltà, in accordo con il pertinente gestore, di formulare motivata istanza a CSEA (informandone l'Autorità) per l'attivazione di meccanismi di anticipazione finanziaria connessa all'eventuale rinvio della citata quota di oneri.

La valorizzazione complessiva relativa alle misure sopra descritte è rappresentata nella seguente tavola 5.6. Dall'analisi dei dati trasmessi all'Autorità emerge, dunque, che circa il 79% della popolazione del campione di riferimento è servito da gestori che hanno fatto ricorso almeno a una delle misure urgenti introdotte dall'Autorità e rappresentate nella tavola. Inoltre, considerando l'annualità 2020, la spesa relativa alle componenti Op_{Covid} CO_{dil} e il recupero della componente Op_{social} (19.287.623 euro, corrispondenti a 0,66 euro per abitante servito) è in totale più che compensata dal rinvio di quota parte degli oneri ammissibili ad annualità successive al 2020 (-19.884.476, corrispondenti a 0,68 euro per abitante servito). Tale considerazione trova riscontro soprattutto con riferimento all'area Nord-Ovest del Paese, mentre si rileva che, nell'area Sud e Isole, nessuna delle gestioni del campione ha fatto ricorso al rinvio di quota parte degli oneri relativi al 2020.

TAV. 5.6 Effetti tariffari di alcune delle misure adottate con delibera 235/2020/R/idr

AREA GEOGRAFICA	Op_{Covid} (2020, EURO)	Co_{dil} (2020, EURO)	Op_{social} (COMMA 7.1 DEL. 235/2020/R/ IDR) (2020, EURO)	Op_{social} (COMMA 7.1 DEL. 235/2020/R/ IDR) (2021, EURO)	$RC_{appr2020,Covid}$ (2020, EURO)	POPOLAZIONE
Nord-Ovest	3.086.235	2.814.417	1.201.616	1.251.433	7.000.000	7.831.416
Nord-Est	1.262.341	1.503.455	1.117.843	768.873	4.795.000	6.377.486
Centro	1.846.207	1.931.959	0	0	8.089.476	8.837.819
Sud e Isole	1.128.443	3.395.108	0	0	0	6.033.714
ITALIA	7.323.226	9.644.939	2.319.459	2.020.307	19.884.476	29.080.435

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nel prosieguo della presente sezione verranno descritte le ulteriori componenti tariffarie incluse tra gli $Opex_{tel}$ e in particolare gli $Opex_{QT}$ (Tav. 5.7), gli Op_{social} (Tav. 5.8) e gli Op_{mis} (Tav. 5.9)⁵², nonché, a seguire, alcuni degli ulteriori elementi di novità introdotti dalla delibera 580/2019/R/idr. 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.

⁵² Per una disamina degli oneri connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex_{oc}$, si rinvia al paragrafo "Qualità contrattuale".

TAV. 5.7 *Opex_{QT} per l'anno 2020*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Opex _{QT} (2020, EURO)		TOTALE Opex _{QT} (INCLUSA QUOTA ERC) (2020, EURO PRO CAPITE)
			Opex _{QT} (2020, EURO)	Opex _{QT} ESPLICITATI COME ERC (2020, EURO)	
Nord-Ovest	6	5.553.337	1.677.753	4.506.869	1,1
Nord-Est	15	4.973.085	1.513.266	745.815	0,5
Centro	16	8.365.948	4.543.458	5.659.349	1,2
Sud e Isole	3	5.666.779	907.076	941.226	0,3
ITALIA	40	24.559.149	8.641.553	11.853.259	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 40 gestioni, che erogano il servizio a 24.559.149 abitanti – ammontano complessivamente a circa 20,5 milioni di euro per l'anno 2020 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC (57,8%) (Tav. 5.7).

La successiva tavola 5.8 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{social} (valorizzata per 30 gestioni che servono 19.557.258 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, ammontano a circa 15,0 milioni di euro nel 2020 (corrispondenti a 0,7 euro/abitante).

TAV. 5.8 *Op_{social} in tariffa per l'anno 2020*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op _{social} (2020, EURO)		Op _{social} (2020, EURO PRO CAPITE)
			Op _{social} PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2020, EURO)	Op _{social} PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETT. A) REMSI (2020, EURO)	
Nord-Ovest	11	7.581.283	2.817.440	905.356	0,4
Nord-Est	4	1.733.949	1.240.000	0	0,7
Centro	13	8.701.549	6.914.149	472.909	0,8
Sud e Isole	2	1.540.477	2.533.746	80.524	1,6
ITALIA	30	19.557.258	13.505.335	1.458.789	0,7

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Infine, si rileva un minor 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; queste ultime attività sono state presumibilmente rinviate anche in considerazione delle scelte gestionali assunte dagli operatori nel 2020 a garanzia della sicurezza e della protezione dal rischio di contagio del proprio personale.

Infatti, rispetto al totale delle 84 gestioni considerate nel campione, gli oneri in parola sono stati quantificati in 11 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto in tariffa di circa 2,4 milioni di euro (circa 0,3 euro per abitante servito).

TAV. 5.9 Op_{mis} in tariffa per l'anno 2020

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op_{mis} (2020, EURO)	Op_{mis} (2020, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	3	4.216.489	394.834	0,1
Nord-Est	1	475.780	1.373	0,0
Centro	5	2.008.282	245.746	0,1
Sud e Isole	2	1.540.477	1.715.313	1,1
ITALIA	11	8.241.028	2.357.266	0,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Elementi di novità nella regolazione introdotti con l'MTI-3

Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha previsto forme di regolazione tariffaria semplificate rispetto 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. Ciò in esito all'individuazione da parte dell'Autorità di taluni contesti, potenzialmente critici e rinvenibili in particolare nel Mezzogiorno, caratterizzati dal perdurare di alcune 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 (fenomeno del *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"⁵³, caratterizzata da elementi di semplificazione degli adempimenti e di penalizzazione per stimolare la *compliance*, da applicarsi entro un periodo limitato e predefinito, al termine del quale ricondurre le realtà alla disciplina ordinaria di riferimento (matrice di schemi regolatori).

Relativamente a tali casistiche, alla data del 31 maggio 2021, risultano trasmessi all'Autorità dati e atti riferibili a sei gestioni, per le quali sono in corso le relative istruttorie anche con riferimento ai casi per i quali sembrerebbero rinvenirsi cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario, di cui all'art. 8 della delibera 580/2019/R/idr.

Tra gli elementi di novità introdotti dalla delibera menzionata rientrano anche talune misure orientate alla sostenibilità energetica e ambientale, nel solco della crescente attività legislativa adottata 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;

⁵³ Cfr. titolo 8, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr, "Meccanismi di convergenza".

- 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 conseguenze: i) il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multi-settorialità, che rispondono ai citati obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b_2 "); ii) la previsione, nell'ambito di applicazione della componente a copertura dei costi di energia elettrica, di un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dagli operatori.

Alcune delle evidenze emerse sulla base dei dati del campione di riferimento sono rappresentate nelle seguenti tavole 5.10 e 5.11. In particolare, 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 23 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 10.877.179 abitanti, residenti nell'Italia centro-settentrionale), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.10 Costi e ricavi delle "Attività b_2 " valorizzati in tariffa 2020

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2020 (EURO)	RICAVI 2020 (EURO)	COSTI 2020 (EURO)	RICAVI 2020 (EURO)	COSTI 2020 (EURO)	RICAVI 2020 (EURO)
Nord-Ovest	7	5.034.276	571.819	297.207	2.366	16.289	27.882	27.882
Nord-Est	9	2.620.526	749.059	590.517	54.967	31.281	0	0
Centro	7	3.222.377	2.237.770	1.153.391	0	0	19.779	98.894
Sud e Isole	0	0	0	0	0	0	0	0
ITALIA	23	10.877.179	3.558.647	2.041.115	57.333	47.570	47.661	126.777

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 5.11 si rileva che, in fase di prima applicazione, la misura ha riguardato 40 gestori (che servono 19.062.246 abitanti) e che il risparmio del costo di fornitura elettrica conseguito dai medesimi operatori per effetto di interventi di efficienza energetica ($\Delta_{risparmio}$) incide complessivamente per lo 0,44% rispetto ai costi di energia elettrica (COEE) ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 2,7 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,14 euro per abitante servito.

TAV. 5.11 Ripartizione del $\Delta_{risparmio}$ per area geografica

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta_{risparmio}$ 2020 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta_{risparmio}$ su COEE
Nord-Ovest	10	6.102.428	658.147	0,39%
Nord-Est	18	5.258.761	803.733	0,49%
Centro	8	1.785.385	452.557	0,17%
Sud e Isole	4	5.915.672	831.105	0,86%
ITALIA	40	19.062.246	2.745.543	0,44%

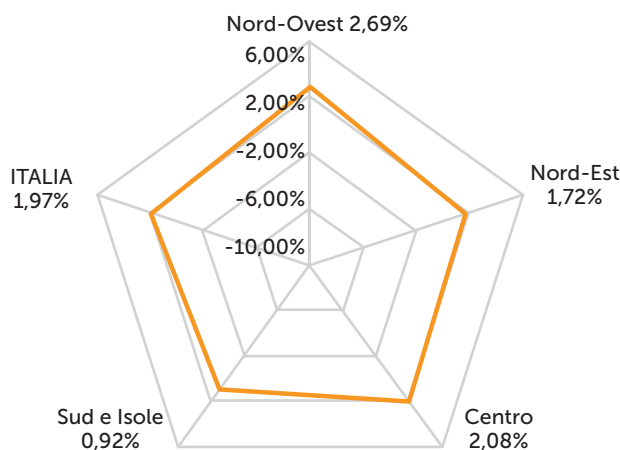
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con riferimento a un campione di 84 gestori che servono 36.817.534 abitanti, dei quali 46 operatori – che servono una popolazione di 20.272.870 – 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 all’1,97%.

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 +0,92% nell’area Sud e Isole, +2,08% nel Centro, +1,72% nel Nord-Est e +2,69% nel Nord-Ovest (Fig. 5.56)⁵⁴.

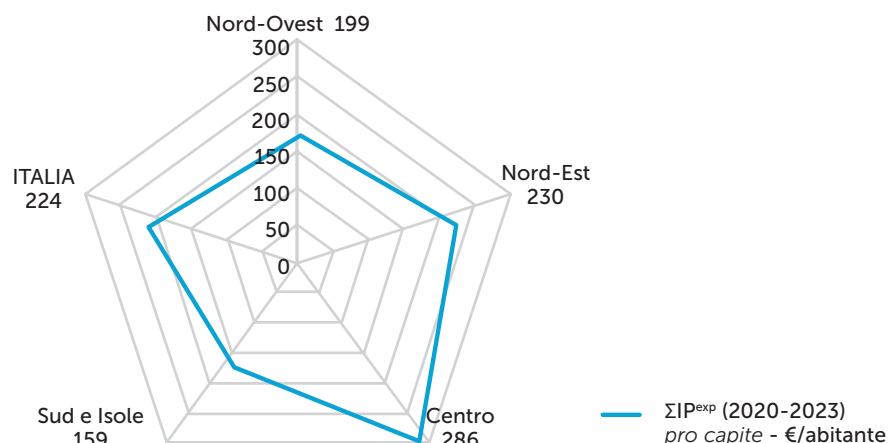
Considerando lo stesso campione sopra riportato, il valore della spesa per investimenti *pro capite* (al netto di contributi pubblici) si attesta – per l’intero quadriennio 2020-2023 – a 224 euro/abitate a livello nazionale (corrispondenti a 56 euro/abitate/anno), con valori pari a 286 euro/abitate nel Centro e a 199 euro/abitate 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 159 euro/abitate (Fig. 5.57).

FIG. 5.56 Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all’utenza nel 2020

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

⁵⁴ Si rammenta che nella *Relazione Annuale 2020* la variazione media dei corrispettivi applicata all’utenza era risultata pari a -0,5% nell’area Nord-Ovest, 0,34% nell’area Nord-Est, 3,64% nell’area Centro e 4,90% nell’area Sud e Isole. A livello nazionale, la variazione era risultata pari a 1,12%.

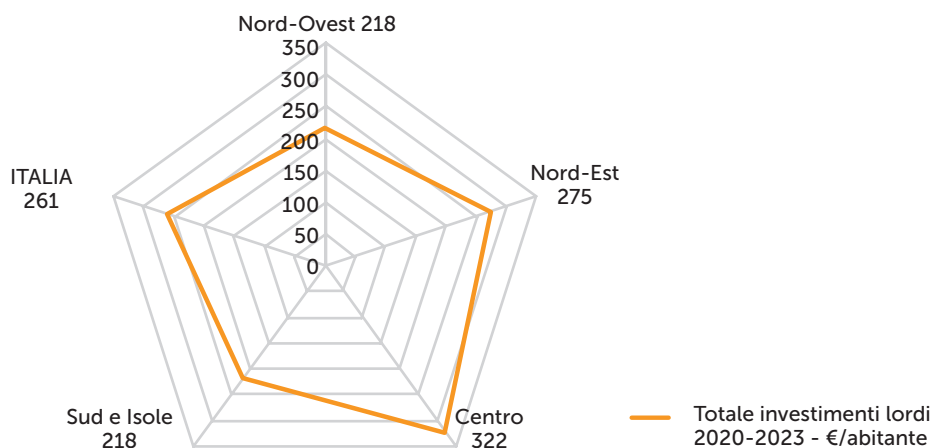
FIG. 5.57 Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione di 84 gestori (che servono 36.817.534 abitanti), 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 261 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 65,3 euro/abitante), mentre, diversamente a quanto rappresentato nelle precedenti edizioni, il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 322 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.58).

FIG. 5.58 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023



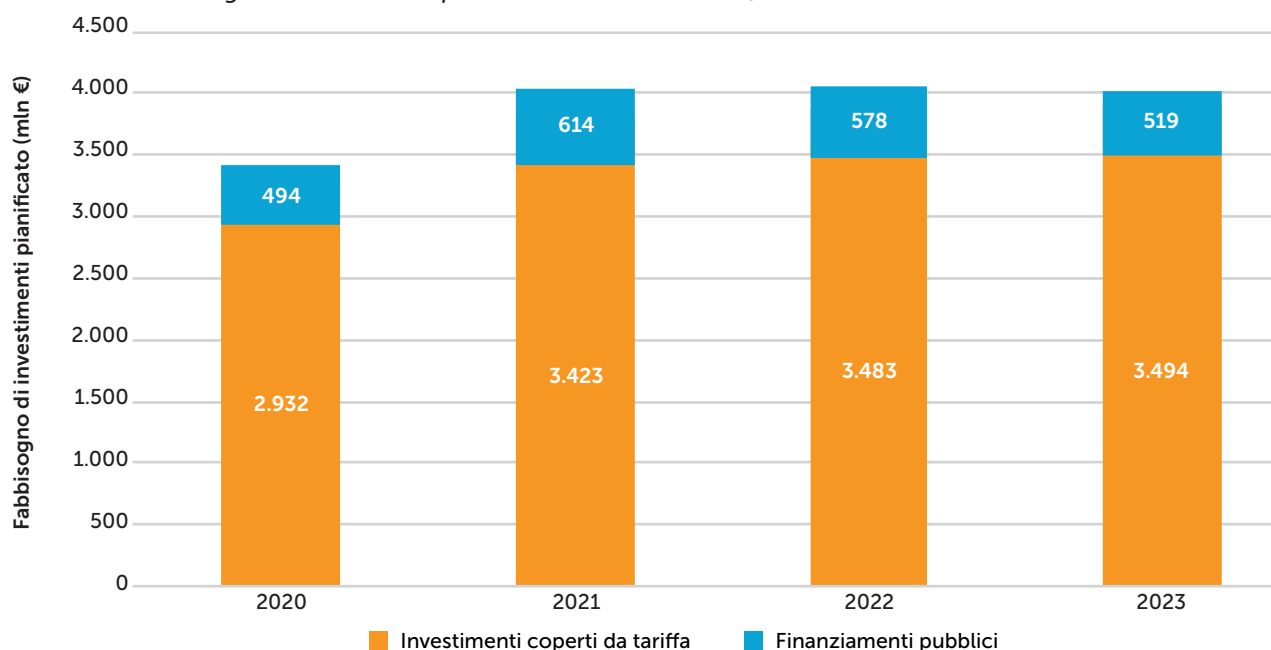
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Tenuto conto delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti, in termini assoluti – per il campione di 84 gestori che servono 36.817.534 abitanti, ricomprendendo anche i maggiori fornitori all'ingrosso – ammonta complessivamente a 9,6 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,1 miliardi di euro nel 2020 a 2,5 miliardi di euro per ciascuna delle tre annualità successive.

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 15,5 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,9 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio, come riportato nella figura 5.59). Occorre 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 già menzionato Piano nazionale di ripresa e resilienza.

Nella precedente edizione della *Relazione Annuale* era stato posto in evidenza che il recepimento della regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr ha portato gli Enti di governo dell'ambito – in accordo con i relativi soggetti gestori – a pianificare, per gli anni 2018 e 2019, ulteriori investimenti rispetto a quelli previsti in sede di prima predisposizione tariffaria ai sensi della delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, di fatto rideterminando in aumento, di circa il 14%, il fabbisogno di investimenti inizialmente programmato per il citato biennio. Dall'analisi dei dati da ultimo acquisiti, risulta che, a fronte del progressivo miglioramento degli indicatori richiesto dalla regolazione della qualità tecnica, i soggetti competenti hanno programmato per il periodo 2020-2021 investimenti superiori di circa il 13% rispetto a quelli pianificati per il biennio precedente.

FIG. 5.59 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 per il campione sopra riportato, 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 realizzazione⁵⁵ è risultato, infatti:

- per il 2018, pari al 102,3%, 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 97,9%;
- per il 2019, pari al 97,8%.

⁵⁵ In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{esp}) 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);
- 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).

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 (23, che servono 13.290.684 abitanti) che hanno totalizzato una spesa effettiva degli investimenti superiore al 100%. Per le restanti gestioni permangono, dunque, talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi, come già illustrato nella *Relazione Annuale 2020*⁵⁶; per queste gestioni, dall'analisi dei dati del campione in esame, emergono livelli dei tassi di realizzazione medi pari all'86,9% per il 2018 e all'86,7% per il 2019. Tali valori risultano comunque superiori a quelli medi relativi alle annualità precedenti (pari all'82,8% per il 2016 e all'85,0% per il 2017): si conferma, quindi, una tendenza crescente del tasso di realizzazione degli interventi programmati⁵⁷.

Al riguardo, si segnala che, anche nel corso del 2020, 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 2020⁵⁸, sulla base di un campione di 85 gestioni⁵⁹ che operano in 59 ATO/sub-ambiti e che servono circa 35 milioni di abitanti (Tav. 5.12).

TAV. 5.12 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	9.502.514	24
Nord-Est	21	9.808.419	33
Centro	17	9.776.520	23
Sud e Isole	5	5.987.583	5
ITALIA	59	35.075.035	85

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

56 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).

57 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/idr – "il tasso medio di realizzazione degli investimenti [risultava] pari al 55,86%, con elevata variabilità tra valori massimi e minimi".

58 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 2020 in applicazione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3).

59 Si consideri che per 47 gestioni del campione (che erogano il servizio a 19,2 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.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi associata all'utenza domestica residente. In particolare, la tavola 5.13 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti superiori di ciascuno scaglione.

Nel dettaglio, la tavola mostra che la fascia di consumo cui è associata una tariffa agevolata risulta più ampia di quella definita dall'allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (Testo integrato corrispettivi servizi idrici – 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 tre persone).

TAV. 5.13 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo (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 (m ³)	0	78	150	227	309
Max scaglione (m ³)	77	149	226	308	-
Popolazione residente (abitanti)	35.075.035	35.075.035	35.075.035	31.528.550	19.659.013

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.14, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,57 euro/m³, da cui si desume che il livello di agevolazione media applicata è pari a circa il 40% della tariffa base, valore rientrante 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 4,8, in linea con la disposizione del comma 5.3 del TICS, che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

TAV. 5.14 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZIA	TARIFFA DI II ECCEDENZIA	TARIFFA DI III ECCEDENZIA
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,566	0,948	1,454	2,154	2,744
Max (euro/m ³)	1,212	1,850	4,671	5,480	6,130
Min (euro/m ³)	0,113	0,141	0,290	0,491	1,314
Popolazione residente (abitanti)	35.075.035	35.075.035	35.075.035	31.528.550	19.659.013

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 0,276 euro/m³ per la fognatura e a 0,612 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.15.

Per quanto attiene alla quota fissa (il cui valore medio relativo all'intero servizio idrico integrato è pari a 28,58 euro/anno), i 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 euro/anno per il servizio di acquedotto, 4 euro/anno per il servizio di fognatura e 8 euro/anno per il servizio di depurazione, con un'elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

TAV. 5.15 Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,276	0,612
Max (euro/m ³)	1,034	0,997
Min (euro/m ³)	0,046	0,068
Popolazione residente (abitanti)	35.075.035	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.16 Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	16,203	4,403	7,967	28,573
Max (euro/m ³)	40,500	29,866	25,920	73,872
Min (euro/m ³)	1,870	0,350	0,350	5,266
Popolazione residente (abitanti)	35.075.035			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2020

Come riportato nella tavola 5.16, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2020 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre persone, con consumo annuo pari a 150 m³), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 317,5 euro/anno (2,12 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (243,9 euro/anno) e più elevato nel Centro (379,8 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2020 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.

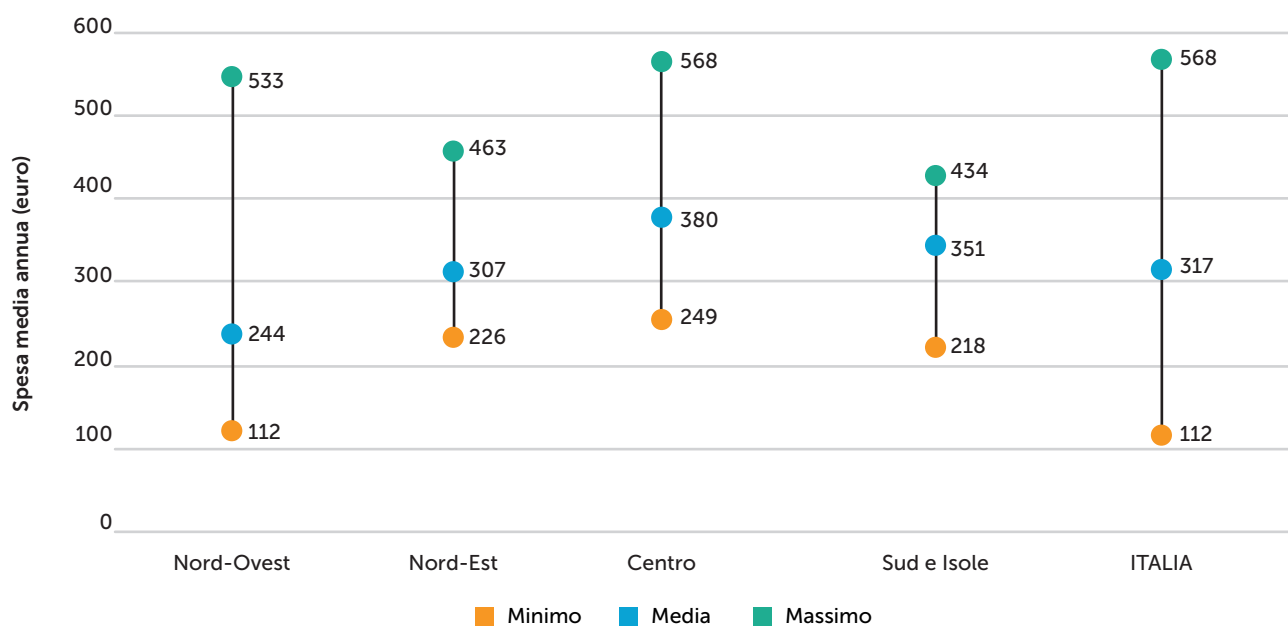
Come rappresentato anche nella figura 5.60, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 244 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 112 euro/anno e un massimo di 533 euro/anno.

TAV. 5.17 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2020 (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	243,9	1,63
	Max	532,6	3,55
	Min	111,6	0,74
Nord-Est	Media ponderata per la popolazione	306,6	2,04
	Max	462,6	3,08
	Min	226,1	1,51
Centro	Media ponderata per la popolazione	379,8	2,53
	Max	568,4	3,79
	Min	248,6	1,66
Sud e Isole	Media ponderata per la popolazione	350,5	2,34
	Max	433,7	2,89
	Min	218,4	1,46
ITALIA	Media ponderata per la popolazione	317,5	2,12
	Max	568,4	3,79
	Min	111,6	0,74

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.60 Variabilità della spesa media annua nel 2020 (in euro per consumi annuali di 150 m³)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.18), si osserva come il 39,6% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 125,8 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 40,6 euro/anno (12,8% del totale) e a 93,8 euro/anno (29,6%).

TAV. 5.18 Componenti della spesa media nel 2020 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³ (euro/anno)	125,8	40,6	93,8	28,4	28,9
Incidenza sulla spesa totale	39,6%	12,8%	29,6%	9,0%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel mese di maggio 2021 si è chiusa la quinta edizione della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁶⁰, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2020 e a monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione degli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 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 quinta 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.

Come per la precedente edizione, la raccolta dati è stata rivolta a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito, 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.

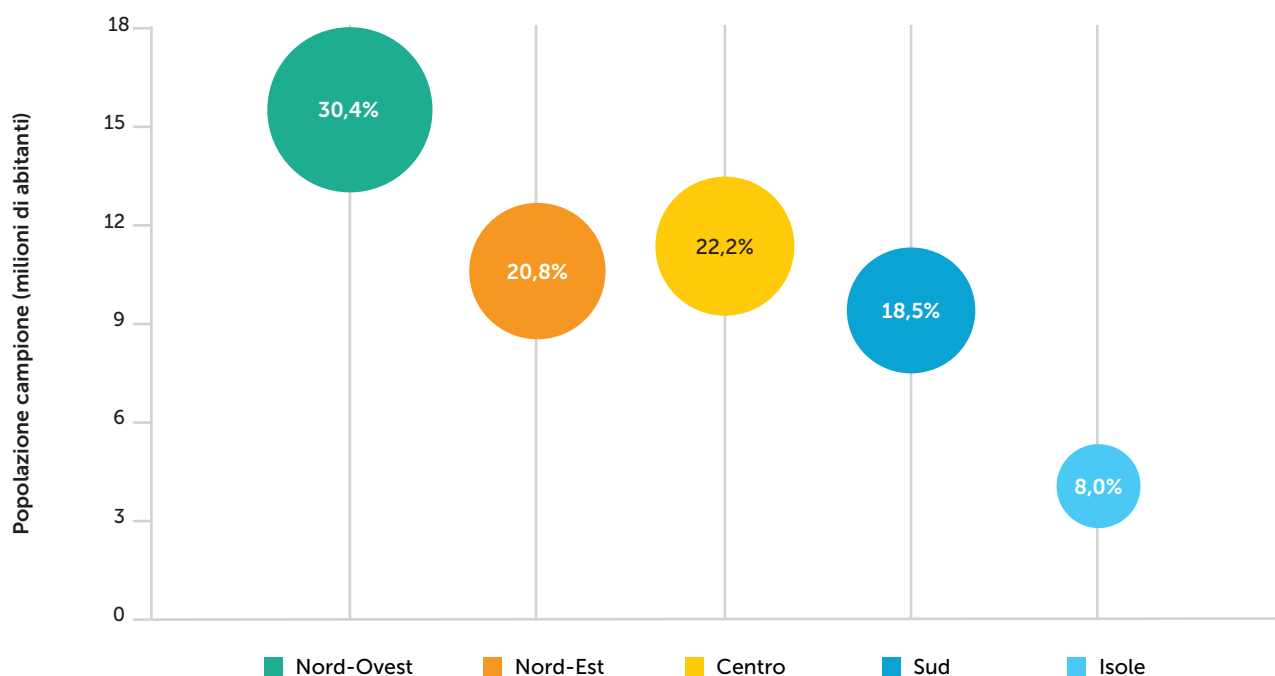
Con la presente *Relazione Annuale* si procede, quindi, a fornire un'illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2020, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, in occasione della pubblicazione dei risultati sul sito internet dell'Autorità, prevista in attuazione del comma 77.7 dell'RQSII e volta a rafforzare nei consumatori la consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori.

⁶⁰ La raccolta dati è stata avviata 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.

Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono stati forniti per singola gestione, in riferimento ai pertinenti ambiti territoriali, e che le informazioni sono state raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁶¹.

L'analisi riportata nei successivi sottoparagrafi è stata effettuata su un *panel* composto da 286 gestioni, che copre circa l'83,9% della popolazione residente italiana (50,7 milioni di abitanti). Nella figura 5.61 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2020, il 51,2% della popolazione servita dalle gestioni che hanno risposto alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 22,2% nelle regioni del Centro, il 18,5% nelle regioni del Sud e l'8,0% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2019⁶², per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2020*.

FIG. 5.61 Ripartizione del panel 2020 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

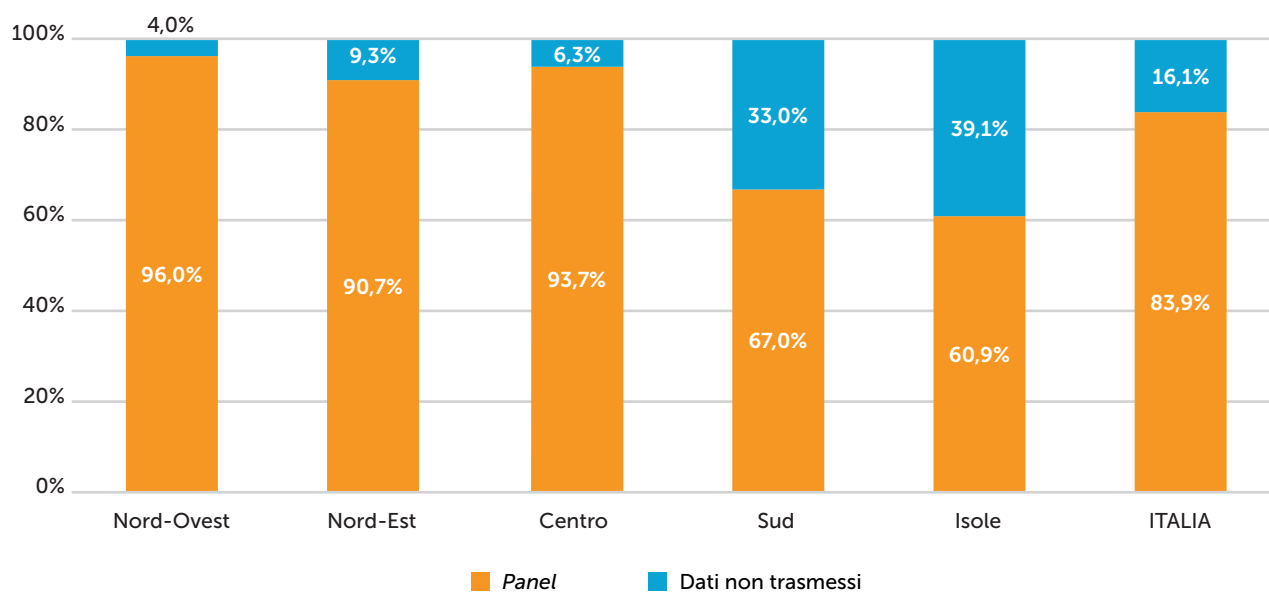
Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.62), risulta che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura del 96,0%, e il Centro, con una copertura pari al 93,7%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 90,7%. Come accaduto nell'ambito delle precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud e delle Isole (con una copertura, rispettivamente, del 67% e del 60,9%), per le quali la mancata comunicazione dei dati è in parte ascrivibile alle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa degli operatori coinvolti.

61 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con la delibera 547/2019/R/ldr, 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 665/2017/R/ldr) e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo Testo integrato, 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.

62 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2019 un insieme di 301 gestioni, che erogano il servizio a circa l'80% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.62 Popolazione servita dal panel 2020 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nei sottoparagrafi che seguono si illustrerà 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 2020 con quelli del 2019, come descritti nella *Relazione Annuale 2020*. Lo standard generale di qualità è il livello di qualità che, per talune prestazioni, deve essere garantito nel suo complesso alla totalità degli utenti finali (definito in termini percentuali rispetto al numero di prestazioni erogate), mentre lo standard specifico di qualità è il livello di qualità riferito alla singola prestazione da garantire al singolo utente finale; qualora quest'ultimo non venga rispettato, all'utente interessato deve essere corrisposto un indennizzo automatico.

Verrà, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Un focus specifico verrà poi dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale ai quali è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, nonché all'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.

Si ritiene opportuno evidenziare che anche le *performance* di qualità contrattuale hanno 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 ha chiarito che il mancato rispetto di standard di qualità contrattuale connesso all'emergenza sanitaria potesse essere ricondotto alle "cause di forza maggiore"; è stato comunque richiesto 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 diffu-

sione del virus adottate dall'operatore abbiano effettivamente impedito o ritardato il gestore nel rispettare lo standard di qualità.

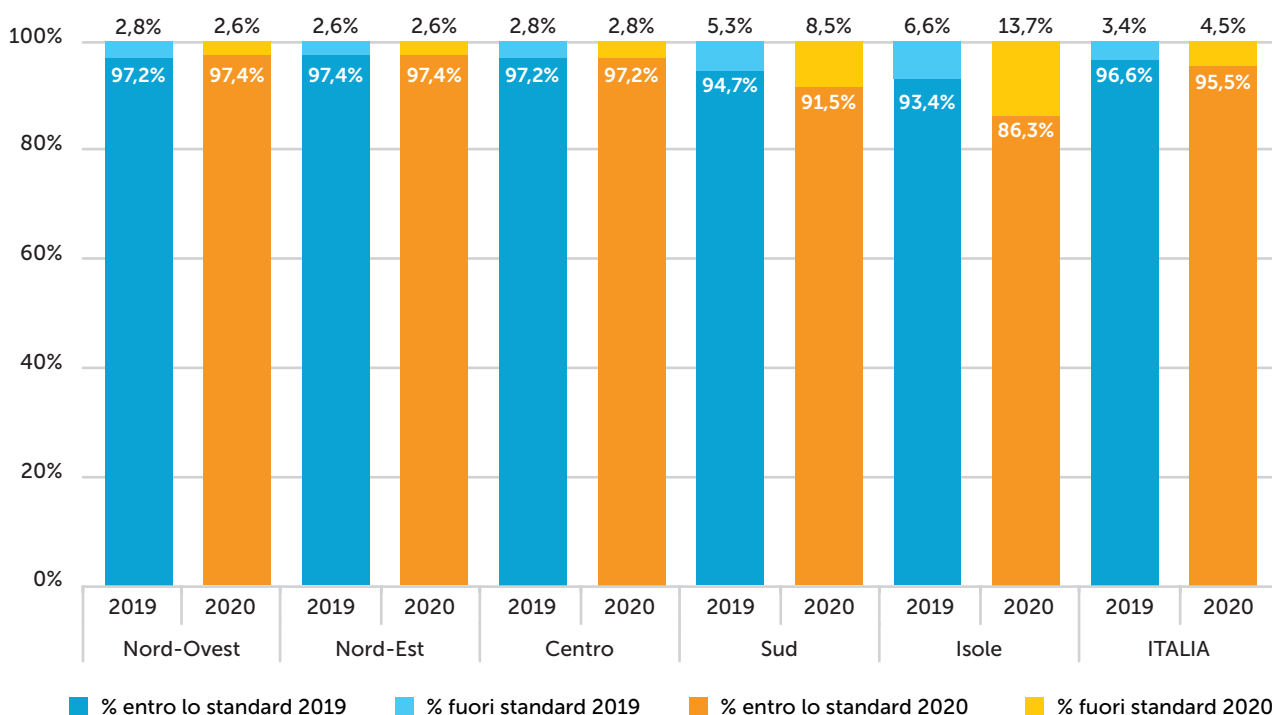
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2020

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 5.63 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 prestazioni⁶³ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2020, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 4,5%, in leggera crescita rispetto all'anno precedente.

FIG. 5.63 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

La rappresentazione grafica consente, inoltre, di rilevare per il 2020 – in linea con i livelli medi riscontrati nell'anno precedente – livelli di rispetto superiori al 97% nel Nord e nel Centro; in quest'ultima area sono stati consoli-

⁶³ Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione, cui è dedicato uno specifico focus, e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (65,5 milioni di prestazioni nel 2020), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

dati 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, che – in molti casi – sono stati fissati a livelli migliorativi rispetto a quelli minimi stabiliti dalla regolazione di settore. La contrazione del livello di rispetto medio nazionale è, dunque, dovuta al peggioramento delle *performance* fatto registrare dalle gestioni del Sud (-3,2%), e, in particolare, delle Isole (-7,1%).

Nella tavola 5.19 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione⁶⁴. Nel 2020 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2019, 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 e per la rettifica della fatturazione, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici senza sopralluogo.

Il confronto con le prestazioni erogate nell'annualità 2019 consente di evidenziare un lieve ma diffuso incremento della quota di prestazioni eseguite oltre lo standard e, al contempo, un sensibile decremento della quota di fuori standard per cause imputabili al gestore. Tale circostanza sembrerebbe riconducibile alla situazione emergenziale causata dalla pandemia, che ha inevitabilmente generato un'imprevista difficoltà nella gestione del personale sia per attività di *back-office*, sia per l'effettuazione di lavori presso l'utenza.

TAV. 5.19 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2019-2020

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2020	% ENTRO LO STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2019
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	385.848	98,5%	1,5%	1,5%	75,7%	82,6%
Tempo di attivazione della fornitura	111.428	91,7%	8,3%	7,4%	57,8%	58,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	203.631	93,1%	6,9%	6,3%	63,0%	66,9%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	23.773	96,3%	3,7%	2,3%	98,1%	97,6%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	519	95,0%	5,0%	2,6%	100,0%	27,8%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	151.065	95,6%	4,4%	3,2%	73,8%	82,6%
Tempo di esecuzione della voltura	519.895	97,5%	2,5%	1,4%	79,7%	77,8%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	21.202	89,5%	10,5%	8,9%	34,7%	46,2%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.848	95,4%	4,6%	4,1%	30,6%	47,2%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	95.871	91,7%	8,3%	6,9%	47,4%	62,7%

(segue)

⁶⁴ Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione impone 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). Nell'ambito della presente analisi – che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato – risulterebbe, pertanto, difficilmente rappresentabile.

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2020	% ENTRO LO STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2019
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	9.013	99,0%	1,0%	0,5%	60,2%	60,5%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	17.527	91,9%	8,1%	8,5%	60,8%	45,8%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	1.524	97,5%	2,5%	1,6%	47,5%	88,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.575	85,5%	14,5%	3,6%	27,8%	57,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	22.385	85,7%	14,3%	12,9%	49,7%	78,0%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	8.251	90,1%	9,9%	8,7%	49,0%	63,1%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	3.292	90,8%	9,2%	2,9%	58,7%	65,8%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	13.228	91,0%	9,0%	5,7%	65,2%	82,6%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.248	92,1%	7,9%	7,2%	32,7%	31,1%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.944	93,9%	6,1%	5,1%	83,8%	72,4%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.421	75,8%	24,2%	21,1%	91,1%	96,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	7.624	92,5%	7,5%	4,1%	83,5%	84,3%
Tempo per la risposta ai reclami	128.037	90,6%	9,4%	4,8%	94,1%	93,8%
Tempo per la risposta alle richieste scritte di informazioni	175.911	97,1%	2,9%	3,0%	44,3%	89,9%
Tempo per l'emissione della fattura	65.541.353	98,4%	1,6%	1,1%	18,4%	35,0%
Tempo di rettifica di fatturazione	33.188	95,1%	4,9%	3,0%	50,7%	60,1%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	55	96,4%	3,6%	1,5%	100,0%	100,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	56	96,4%	3,6%	31,0%	100,0%	100,0%

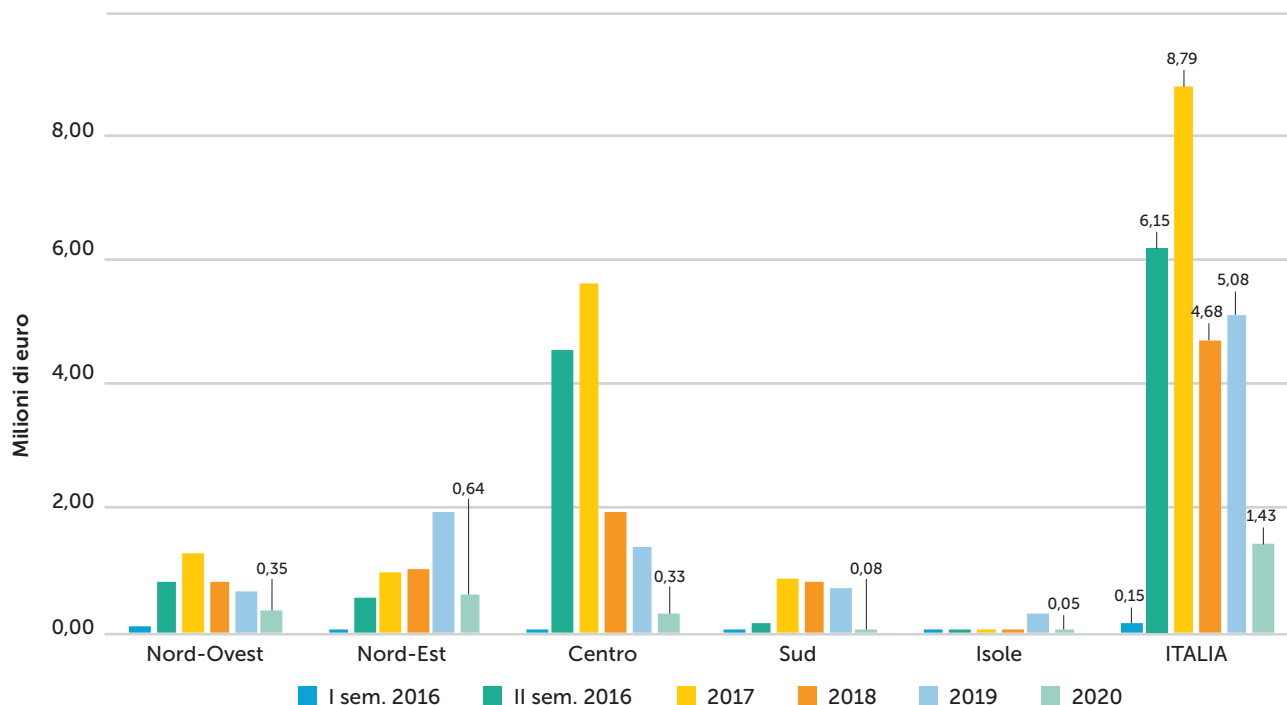
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Indennizzi automatici

Di seguito viene presentata 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 5.64 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle

prestazioni eseguite fuori standard nel primo semestre 2016 (prima dell'entrata in vigore dell'RQSII), nel secondo semestre 2016 e nelle annualità 2017, 2018, 2019 e 2020⁶⁵.

FIG. 5.64 Totale indennizzato nel quinquennio 2016-2020



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 dell'indennizzo. 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 e 2019, inoltre, risultano erogati indennizzi per un ammontare pari rispettivamente a 4,68 e 5,08 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 già evidenziati nelle precedenti *Relazioni Annuali* 2019 e 2020 e, quindi, a un graduale adeguamento delle gestioni agli standard previsti dalla regolazione dell'Autorità.

Per l'annualità 2020, infine, risultano erogati al 31 dicembre 2020 indennizzi per circa 1,4 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 2021.

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

⁶⁵ 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.

maggior parte delle quali ha, però, definito numerosi standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.67), 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 appare 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 2020, nella tavola 5.20 viene riportata, per tipologia di utenza, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

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, da un lato, una più marcata attenzione da parte dei gestori agli utenti domestici e, dall'altro, che le prestazioni richieste dalle altre tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un più alto grado di complessità.

Per entrambe le tipologie di utenza, inoltre, è possibile notare come il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2020 sia principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2019 non erogati nella stessa annualità per il citato *lag* temporale. Tale *lag* temporale, generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile, è evidente anche per quanto riguarda il solo 2020, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (28.551 indennizzi erogati, per un totale di quasi 1,43 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.64) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (383.430 casi).

TAV. 5.20 *Indennizzi automatici per tipologia di utenza nel 2020 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA DI UTENZA	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2020	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2019	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2018 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2020 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2020 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICSI)	300.104	0,019	20.971	58.362	7.361	3.748.234	0,242
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICSI)	83.326	0,037	7.580	23.567	1.829	1.392.610	0,618
TOTALE	383.430	0,022	28.551	81.929	9.190	5.140.844	0,289

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 – mostra livelli inferiori di quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati. Ciononostante, come emerge dai valori indicati nella tavola 5.21, nella quale viene fornito un dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite

dai gestori del *panel* nel 2020, per più della metà degli indicatori analizzati si rileva un buon livello di rispetto dello standard, pari ad almeno il 90%, in linea con quanto registrato nell'anno precedente. Il confronto con quanto rilevato per il 2019, inoltre, permette di evidenziare una maggiore attenzione da parte dei gestori alle attività relative ai servizi di pronto intervento e migliori *performance* legate ai tempi di attesa agli sportelli fisici, indicatori sui quali 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-19⁶⁶.

TAV. 5.21 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2020	% ENTRO LO STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2020	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2020	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2019
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	5.425	92,4%	7,6%	4,9%	70,4%	89,1%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	10.951	77,3%	22,7%	20,5%	59,8%	81,1%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	8.631	88,9%	11,1%	13,1%	56,6%	31,7%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	45.275	85,3%	14,7%	15,0%	63,3%	78,8%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	234.614	90,2%	9,8%	12,2%	98,0%	96,9%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	340.617	92,1%	7,9%	6,0%	71,1%	75,4%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	1.618.522	97,7%	2,3%	4,1%	96,1%	97,1%
Tempo per la risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	79.402	88,8%	11,2%	9,3%	84,4%	89,4%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	75.839	91,7%	8,3%	5,1%	66,8%	81,8%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.654.445	92,8%	7,2%	8,3%	98,6%	99,2%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2020	TEMPO MEDIO 2020	TEMPO MEDIO 2020
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	1.606.717	9,43 minuti	12,29 minuti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

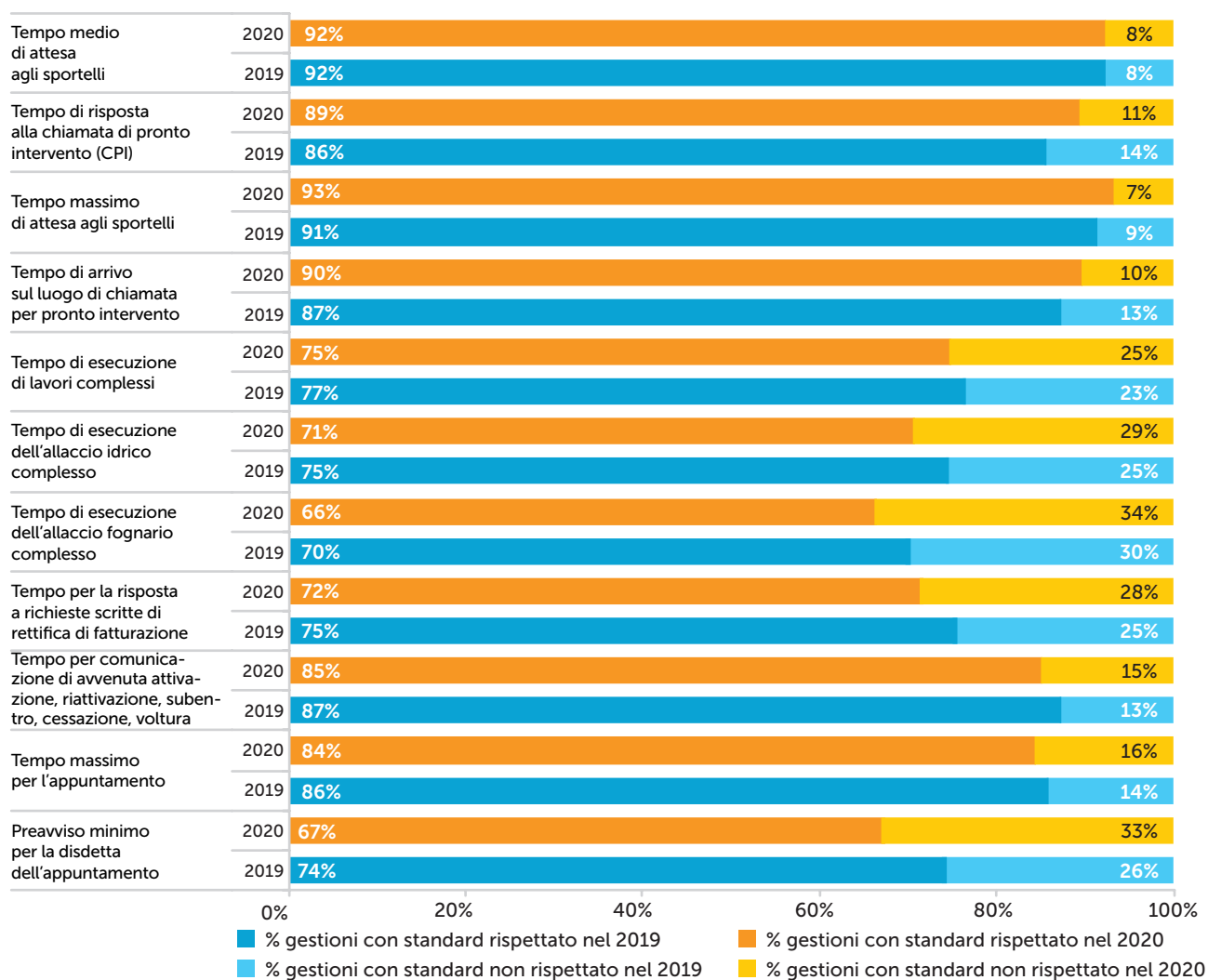
66 Difatti, in relazione all'indicatore "Tempo medio di attesa agli sportelli", nel 2020 si sono registrate circa 1,6 milioni di prestazioni in luogo delle circa 4 milioni di prestazioni registrate nel 2019 (cfr. *Relazione Annuale 2020*).

Si registra, per contro, una flessione del livello di rispetto degli standard relativi alla disponibilità offerta all'utente per l'appuntamento richiesto (tempo massimo per l'appuntamento concordato) e alle tempistiche di preavviso per la disdetta dell'appuntamento da parte del gestore, variazione presumibilmente riconducibile, anche in questo caso, alle difficoltà organizzative e gestionali imposte dall'emergenza da Covid-19. La quota di mancato rispetto imputabile al gestore risulta generalmente stabile nel biennio considerato, a eccezione degli indicatori relativi agli allacci complessi (sia idrici sia fognari) e dell'indicatore relativo al tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura, che mostrano un decremento del 15-20% circa.

Nella figura 5.65 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 2020 e 2019.

Per il 2020, la quota di gestioni del *panel* che non raggiunge i livelli previsti nella Carta dei servizi risulta per la maggioranza degli indicatori pari o superiore al 10%, con picchi nell'ordine del 30% circa relativamente ai tempi di esecuzione degli allacci idrici e fognari complessi e al tempo di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, indicatori per i quali tale quota risulta in aumento rispetto all'anno 2019. Aumenta, per contro, la 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 alle chiamate di pronto intervento.

FIG. 5.65 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale

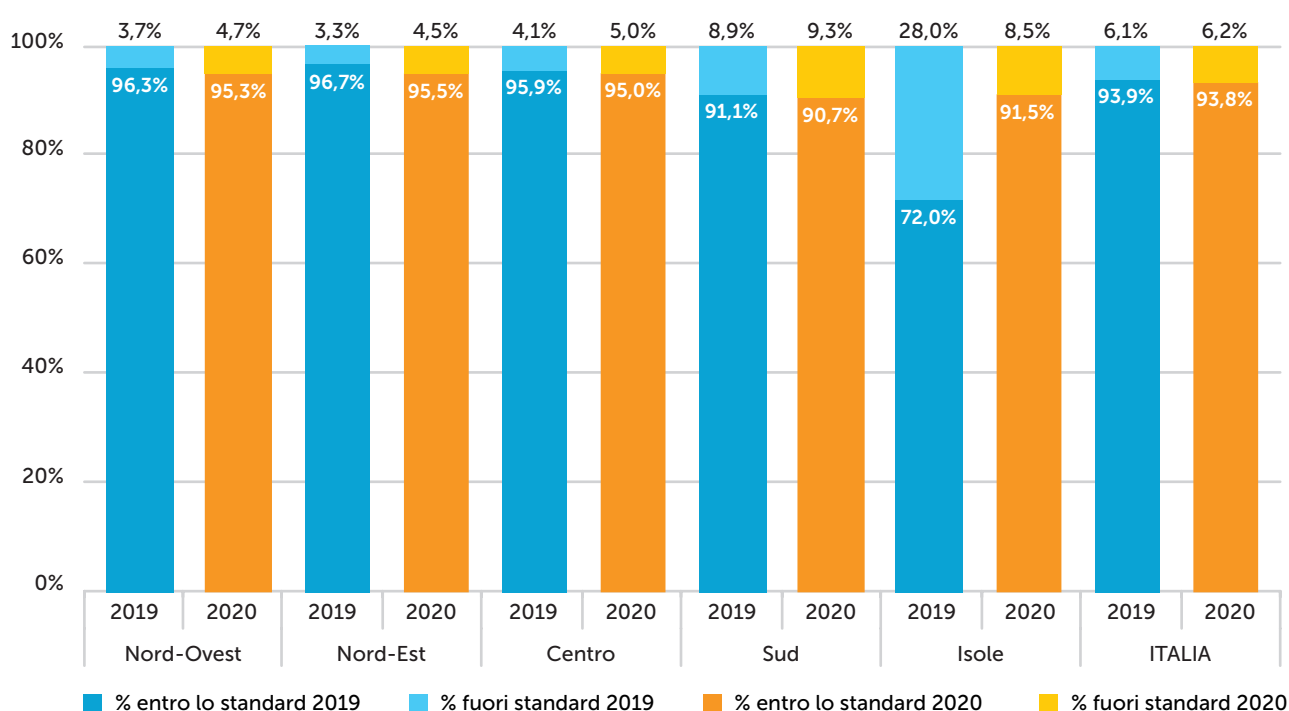


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella successiva figura 5.66 sono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del *panel*, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2020 con quelli relativi al 2019.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato e sostanzialmente stabile, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 93,8% nel 2020. Si registrano leggere flessioni nelle aree maggiormente rappresentate (che vanno dal -0,9% del Centro al -1,2% del Nord-Est), mentre migliora la *performance* aggregata delle gestioni delle Isole, che portano la quota di prestazioni eseguite oltre lo standard dal 28% del 2019 all'8,5% del 2020. Il Sud, infine, fa registrare il più basso livello di rispetto degli standard, pari al 90,7%, anche in questo caso in leggera flessione rispetto all'anno precedente (risultato pari al 91,1%).

FIG. 5.66 *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

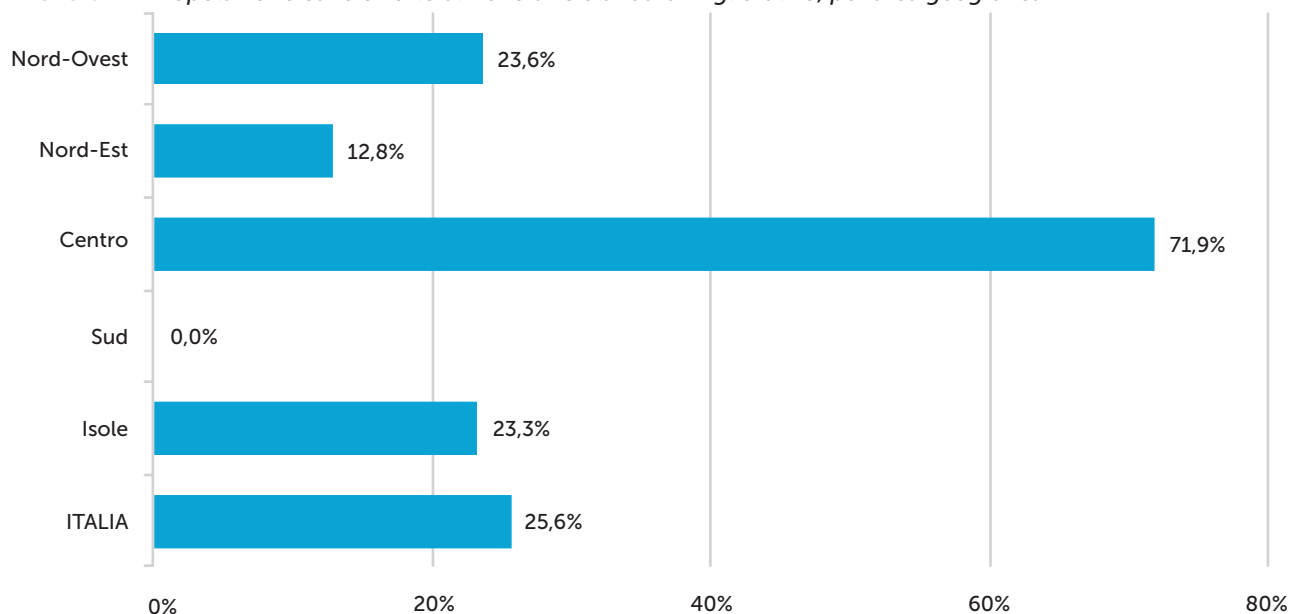
Vengono di seguito analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 27 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.67 mostra che al 25,6% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 71,9% della popolazione nel Centro Italia e una percentuale del 23,6% nel Nord-Ovest e del 12,8% nel Nord-Est. La quota di popolazione cui è garantita una tutela migliorativa nella Carta dei servizi si attesta, invece, allo 0,02% al Sud e al 23,3% nelle Isole (seppure in tale area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati poco soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.63 e 5.66).

In totale sono stati offerti all'utenza 276 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi di esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 19 casi (circa il 6,9%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 18 casi (circa il 6,5%) è stato diminuito il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione.

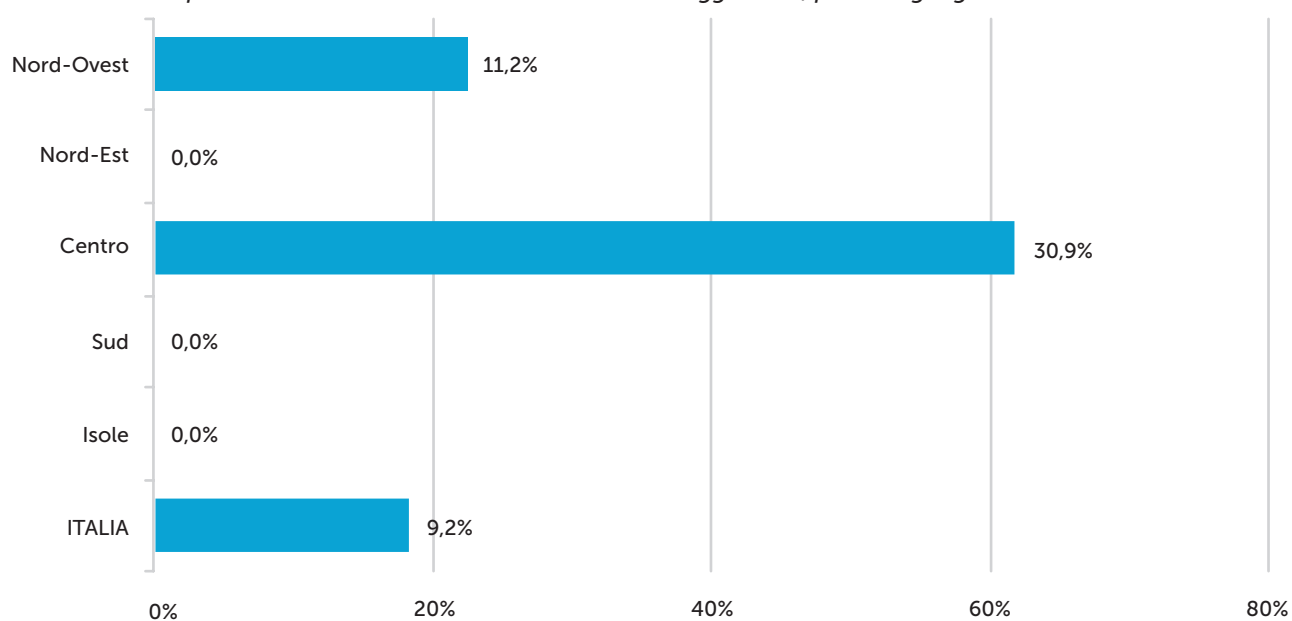
In media, le 27 gestioni hanno garantito all'utenza circa 10 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.67 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.68 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.68 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% della popolazione

del Centro e all'11,2% 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 9,2% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Nel presente sottoparagrafo 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 le informazioni di riepilogo delle prestazioni eseguite, necessarie 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 per quanto concerne la trattazione delle informazioni relative ai gestori che, garantendo nelle proprie Carte del servizio livelli migliorativi, sono di norma tenuti a rendicontare le *performance* dei diversi standard di qualità con riferimento ai livelli migliorativi⁶⁷.

Si rammenta che, 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 registrato), a cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.22 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.22 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.

⁶⁷ 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.

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 lo stesso *panel* di cui alle precedenti figure 5.61 e 5.62) che ha erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2020. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 14 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 245 gestioni per il tempo di esecuzione della voltura. 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 32 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 211 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.23 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2020

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	81
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	36
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	48
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	206
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	123
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	142
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	196
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	81
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	142
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	146
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	88
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	116
	Tempo di attivazione della fornitura	236
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	211
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	32
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	120
	Tempo di disattivazione della fornitura	239
	Tempo di esecuzione della voltura	245

(segue)

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	209
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	88
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	210
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	185
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	134
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	88
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	162
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	108
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	104
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	205
	Tempo per l'emissione della fattura	235
	Tempo di rettifica di fatturazione	186
	Tempo per la risposta a reclami	195
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	191
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	179
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	14
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	14
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	105
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	217
	Tempo medio di attesa agli sportelli	217
Accessibilità al servizio telefonico (AS)	217	
Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	217	
Livello del servizio telefonico (LS)	217	
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	197	

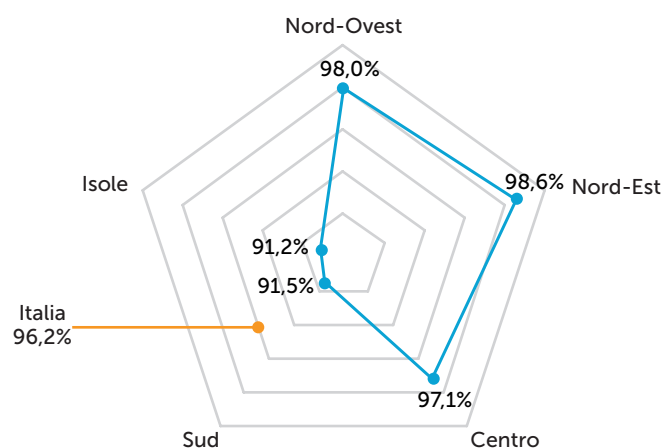
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

Con riferimento al macro-indicatore MC1, nella figura 5.69 viene riportato il livello medio registrato per il 2020 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo

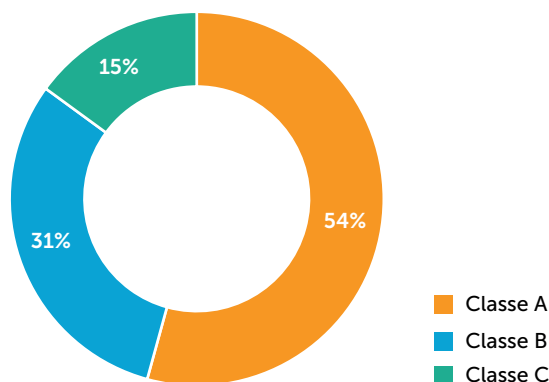
previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁶⁸. Le gestioni operanti nelle aree del Nord (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 98,6% per quelle del Nord-Est e al 98,0% per quelle del Nord-Ovest) e quelle del Centro (con un valore medio di MC1 pari al 97,1%) mostrano livelli di partenza superiori alla media nazionale (che si attesta al 96,2%), mentre le gestioni del Sud e delle Isole risultano allineate su un valore medio più basso (rispettivamente 91,5% e 91,2%), confermando l'esistenza di un *water service divide* sul territorio italiano, anche per quanto concerne il livello dei citati servizi offerti all'utenza.

FIG. 5.69 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2020



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.70 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2020



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.70 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 2020. All'85% della popolazione del campione sono state rese, nel 2020, 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 (rispet-

⁶⁸ 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.

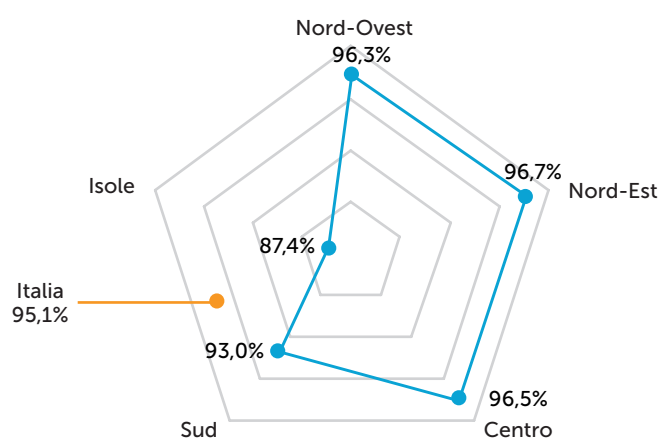
tivamente, 54% e 31%), mentre il 15% degli abitanti è servito da gestioni in classe C, alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance* (con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3%).

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Con riferimento al macro-indicatore MC2, nella figura 5.71 viene riportato il livello medio registrato, per il 2020, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

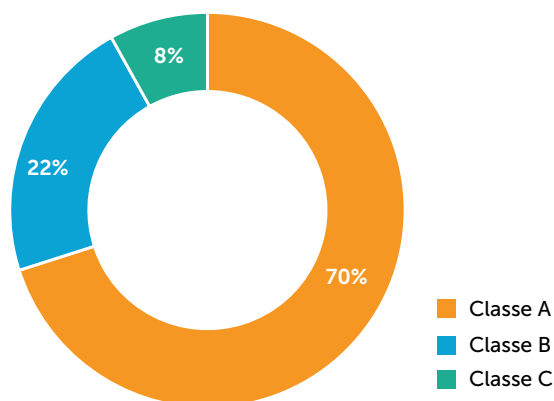
Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta più contenuta e pari al 95,1%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando valori di MC2 comprese tra il 96,7% e il 96,3%. Come per l'MC1, le gestioni dell'area del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti, in particolare per le gestioni delle Isole, con una media dell'87,4%.

FIG. 5.71 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2020



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.72, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2020. L'illustrazione grafica permette di 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 70% circa della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 22% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per l'8% i pertinenti 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. 5.72 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2020

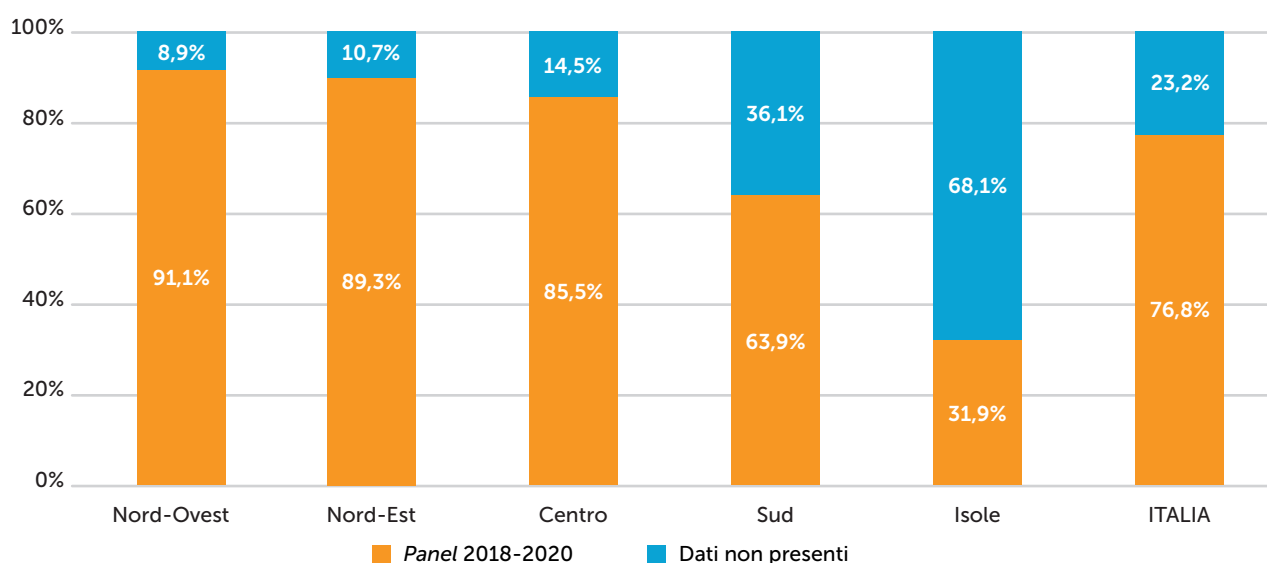
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analisi di trend 2018-2020

Di seguito viene effettuata una prima analisi di *trend* dei valori dei macro-indicatori di qualità contrattuale tra il livello di partenza del 2018 e il livello registrato nel 2020, pur considerando che con la 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/idr⁶⁹), in tal modo favorendo comunque, su un arco temporale più lungo, il miglioramento dei livelli di qualità.

La disamina che segue è effettuata su un *panel* (rappresentato nella figura 5.73), composto dalle gestioni che hanno fornito i dati dei macro-indicatori per entrambe le annualità 2018 e 2020 e che operano complessivamente su un territorio dove risiedono circa 46,5 milioni di persone (76,8% della popolazione residente italiana). Rispetto al *panel* dei dati 2020, l'area che risulta in particolar modo meno rappresentata è quella delle Isole, mancando i dati 2018 del gestore unico della Regione Sardegna.

⁶⁹ Si rammenta che l'RQSII prevede che, con esclusivo riferimento al primo anno di valutazione delle *performance* (2020), il livello di partenza sia definito sulla base dei 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.

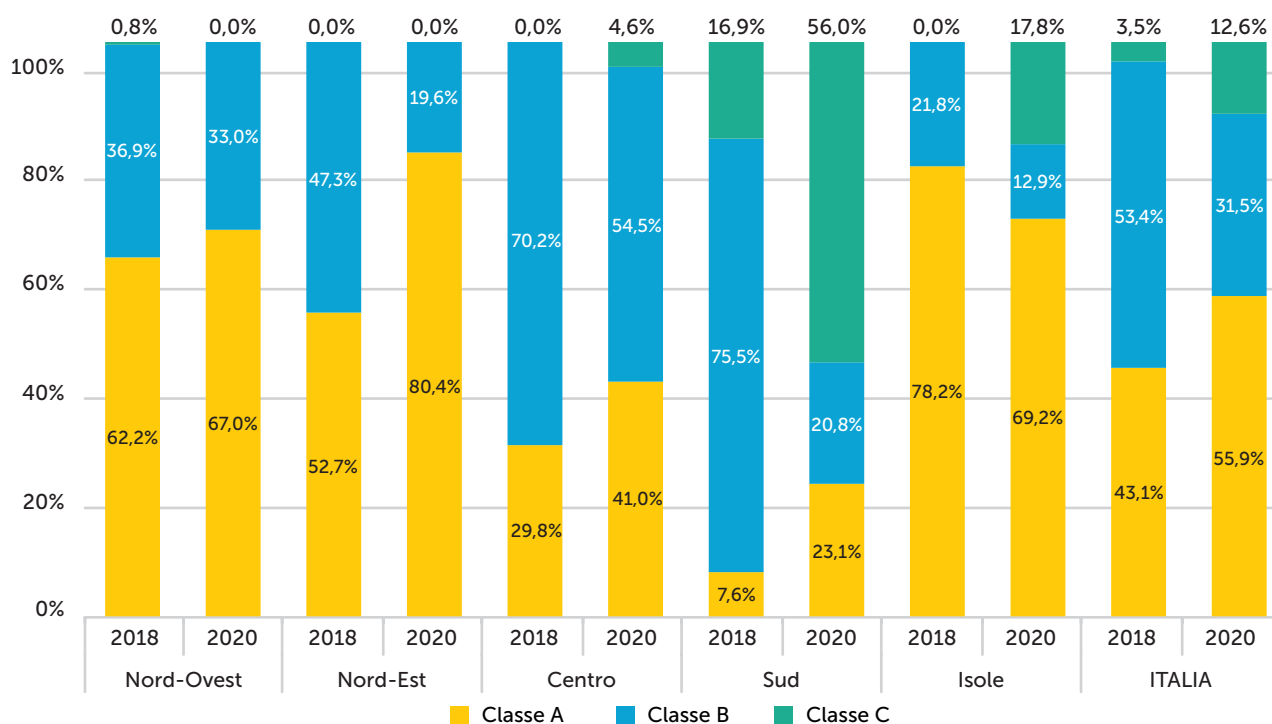
FIG. 5.73 Popolazione servita dal panel per l'analisi di trend dei valori dei macro-indicatori 2018-2020

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 5.74, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per area e classe di appartenenza, mostrando i valori rilevati nel 2018 e nel 2020. A livello nazionale, si osserva una compressione di circa 22 punti percentuali della quota di popolazione servita da gestori in classe B, in favore sia della classe A – che cresce di quasi 13 punti percentuali, dal 43,1% al 55,9% – sia della classe C – che cresce di 9 punti percentuali, dal 3,5% al 12,6% –. Analizzando i valori delle singole aree, si osserva come il medesimo *trend* sia riscontrabile, in maniera ancor più evidente, al Sud, dove il gestore di maggiori dimensioni (gestore unico della Regione Puglia) ha fatto registrare nel 2020 un livello di MC1 rientrante nella classe C. Inoltre, la disaggregazione dei valori per area permette di sottolineare come la crescita della classe A, a discapito della classe B, sia da ricondurre principalmente alle gestioni del Nord-Est, del Centro e del Nord-Ovest, dove, tra l'altro, la presenza di gestori in classe C risulta limitata.

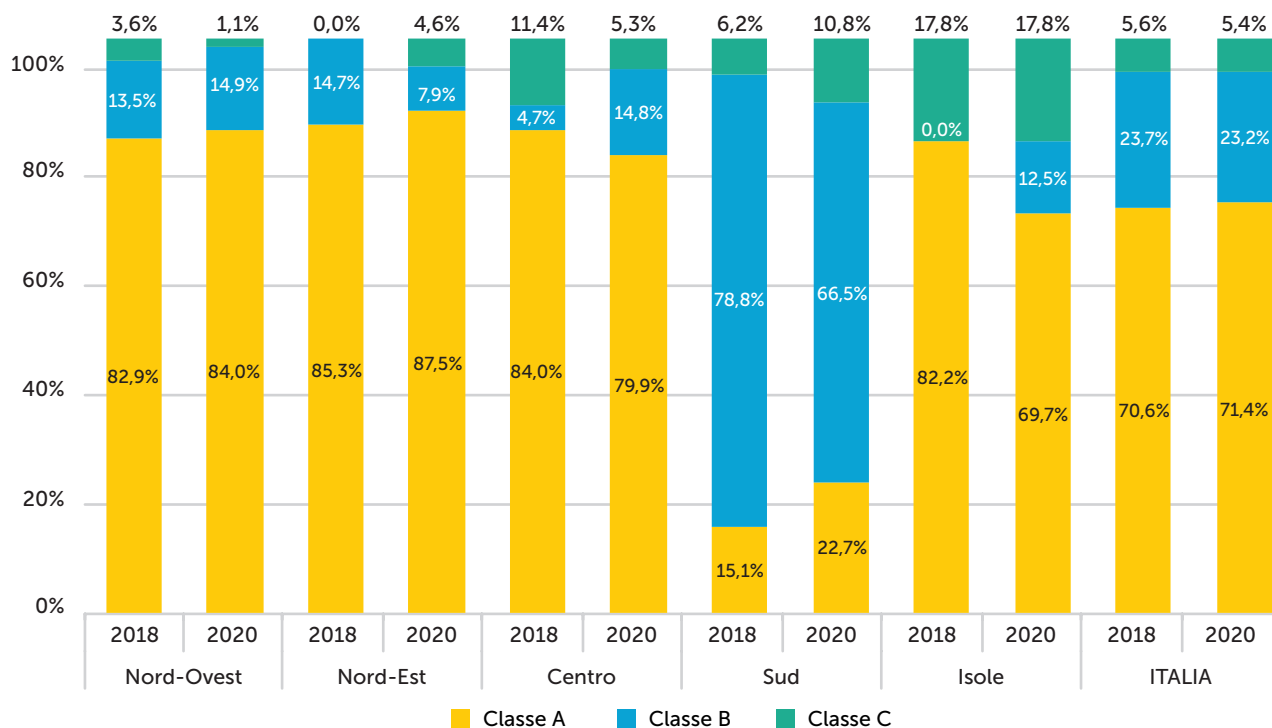
Con riguardo al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", a differenza di quanto visto per il macro-indicatore MC1, il *panel* mostra (Fig. 5.74) una sostanziale stabilità tra le annualità 2018 e 2020, sia a livello nazionale, sia a livello locale. La quota di popolazione residente nelle aree del Nord e del Centro con MC2 in classe A è stabilmente pari o superiore all'80%; tale valore è stato registrato, peraltro, anche nelle Isole ma solo nel 2018, prima di cedere il 12,5% alla classe B, lasciando il valore della classe C invariato a circa il 18%. Per il Sud, invece, la maggioranza della popolazione del *panel* è servita da gestioni che registrano *performance* da classe B con obiettivo annuale di miglioramento dell'1%: tale quota, nel 2020, si riduce comunque al 66,5% (da 78,8% nel 2018), in favore della classe A (+7,6%) e della classe C (+4,6%).

FIG. 5.74 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2020)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.75 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2020)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

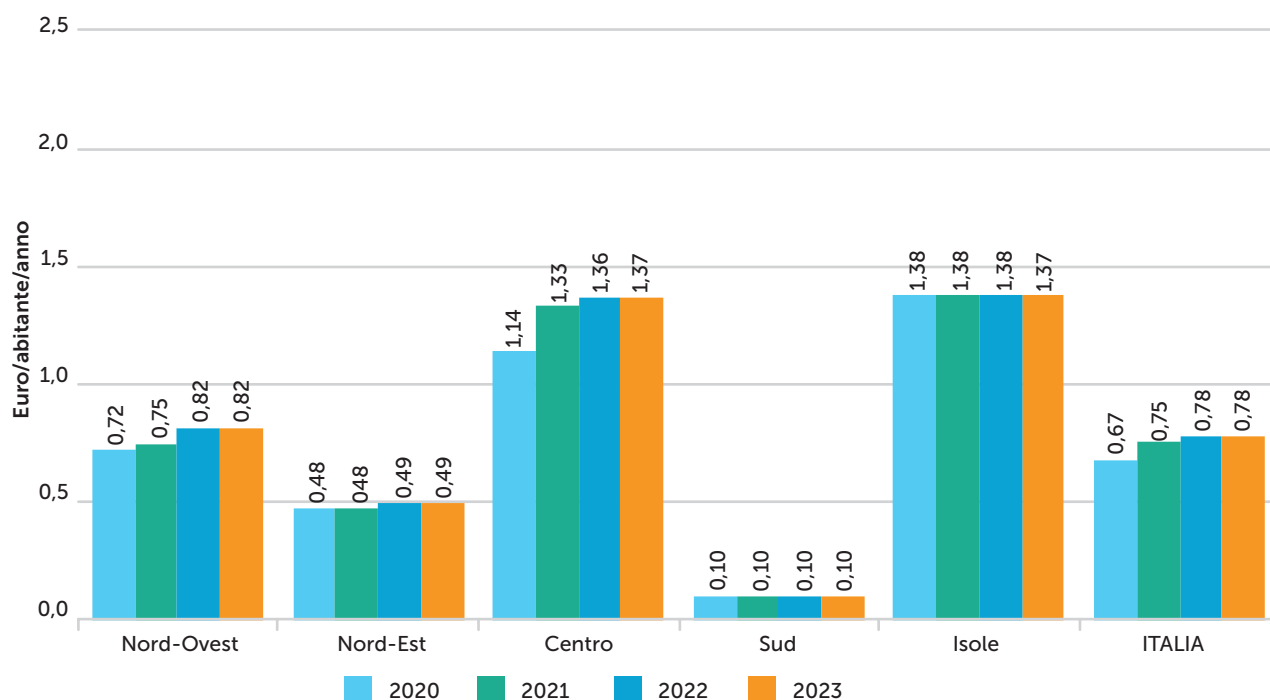
La definizione, da parte dell'Autorità, della regolazione in tema di qualità contrattuale, con l'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale, in coerenza con lo schema previsto dal DPCM 29 aprile 1999.

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 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{OC}$, 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 servizio⁷⁰. 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 $Opex_{OC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria.

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 collochino in classi diverse dalla classe A. Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023, considerando sia la componente $Opex_{OC}$ per l'adeguamento delle Carte dei servizi 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 5.76 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 inferiore a 80 centesimi di euro abitante/anno: i maggiori oneri vengono richiesti per le gestioni delle Isole (1,38 euro/abitante/anno), a seguire per le gestioni del Centro (con importi compresi tra 1,14 e 1,37 euro/anno per abitante). Risultano, invece, più contenute le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi per le gestioni del Nord (pari a circa 0,8 euro/abitante/anno nel Nord-Ovest e a circa 0,5 euro/abitante/anno per il Nord-Est) e del Sud (circa 0,1 euro/abitante/anno).

⁷⁰ 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.

FIG. 5.76 *Opex_{OC} richiesti nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

Dall'analisi dei dati riportati nella tavola 5.24 emerge che, alla data del 31 maggio 2021, 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 35 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 57 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 13 gestioni che operano nelle aree del Nord e del Centro, per un ammontare totale di Opex_{OC} riconosciuti nel quadriennio pari a circa 20,3 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 (11,3 milioni di euro).

TAV. 5.24 *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	6.401.916	486.000
Nord-Est	14	7	6.705.015	373.205
Centro	11	5	30.017.841	10.484.329
Sud	3	-	2.137.722	-
Isole	1	-	1.377.909	-
ITALIA	35	13	46.640.402	11.343.535

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

CAPITOLO

6

**STRUTTURA,
TARIFFE, QUALITÀ
NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI
E ASSIMILATI**

Nel presente Capitolo si illustreranno:

- la struttura del settore dei rifiuti urbani e assimilati, in termini di mappatura dei soggetti gestori – effettuata sulla base dei dati rilevati dall’Anagrafica operatori dell’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente –, 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 2020;
- lo stato delle approvazioni tariffarie relative all’anno 2020, 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;
- i principali elementi emersi dall’elaborazione dei dati acquisiti nell’ambito della raccolta dati, di cui alla determina 18 dicembre 2019, 4/2019 – DRIF, in materia di qualità del servizio di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, confrontando tali evidenze con i risultati riscontrati per i gestori dei servizi di raccolta, trasporto e spazzamento delle strade, acquisiti nell’ambito della raccolta dati di cui alla determina 10 ottobre 2019, 3/2019 – DRIF e illustrati in dettaglio nella precedente *Relazione Annuale*¹.

Il processo di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative ai piani economico-finanziari (PEF) per l’anno 2020, predisposti ai sensi del nuovo Metodo tariffario rifiuti (MTR), introdotto alla fine del 2019 con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif e relativo allegato A – con cui l’Autorità ha definito un *framework* di regole comuni, certo e condiviso per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione –, ha evidenziato la complessità del settore dei rifiuti urbani, caratterizzato da un’elevata frammentarietà della *governance* e del servizio lungo la filiera e dall’assenza di condizioni infrastrutturali e organizzative omogenee tra le diverse aree geografiche del Paese.

Struttura del settore

Al 6 maggio 2021, risultano iscritti all’Anagrafica operatori dell’Autorità 7.470 soggetti per il settore dei rifiuti, con un incremento di circa il 14% rispetto all’anno precedente. Di questi, 7.253 sono iscritti come gestori: nell’87,4% dei casi sono Enti pubblici e nel 12,6% gestori con diversa natura giuridica (Fig. 6.1)². In particolare, rispetto all’anno precedente si osserva un incremento significativo dei soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti³ (ETC), riconducibile all’apertura della raccolta dati per la trasmissione da parte di tali enti dei piani economico-finanziari per l’anno 2020, ai fini dell’approvazione delle predisposizioni tariffarie da parte dell’Autorità⁴.

A conferma della complessità e della frammentarietà della *governance* di settore, si rileva, inoltre, un numero ridotto di Enti di governo dell’ambito (poco meno di 60), a fronte di un numero molto elevato di Enti territorialmente competenti (3.523), coincidenti nel 98% dei casi con i Comuni.

1 Non è stato possibile analizzare i dati acquisiti con tale raccolta dati nella precedente *Relazione Annuale*, in considerazione del differimento dei termini di chiusura al 30 aprile 2020.

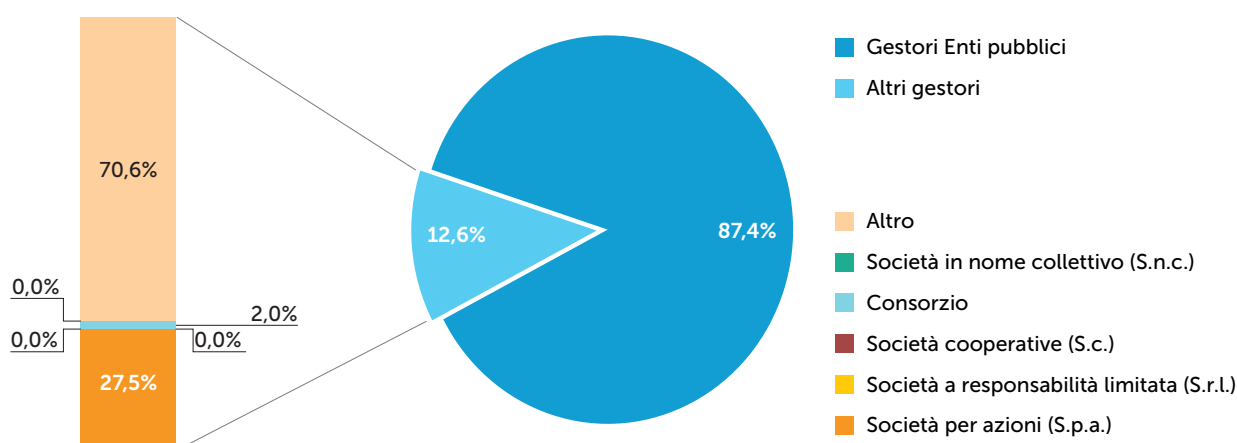
2 L’apertura dell’Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif. Si evidenzia che una quota residuale dei soggetti iscritti (216) risulta registrata come Ente di governo dell’ambito o Ente territorialmente competente, senza essere allo stesso tempo iscritta anche come gestore del servizio. Invece, un solo soggetto ha dichiarato di svolgere unicamente l’attività di spedizione transfrontaliera, non ricompresa nel servizio integrato dei rifiuti, ai sensi dell’MTR.

3 Cfr. comma 1.1. dell’MTR. Gli Enti territorialmente competenti sono i soggetti istituzionali – Ente di governo dell’ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la Regione o la Provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente – responsabili della validazione del piano economico-finanziario dell’ambito tariffario di competenza.

4 A partire dal 3 luglio 2020 è stata aperta agli Enti territorialmente competenti la raccolta dati “Tariffa Rifiuti 2020” per la trasmissione degli atti, dei dati e della documentazione, di cui all’art. 6 della delibera 443/2019/R/rif, prevista dalla delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif, e le cui modalità applicative sono state definite dalla determina 27 marzo 2020, 2/2020 – DRIF.

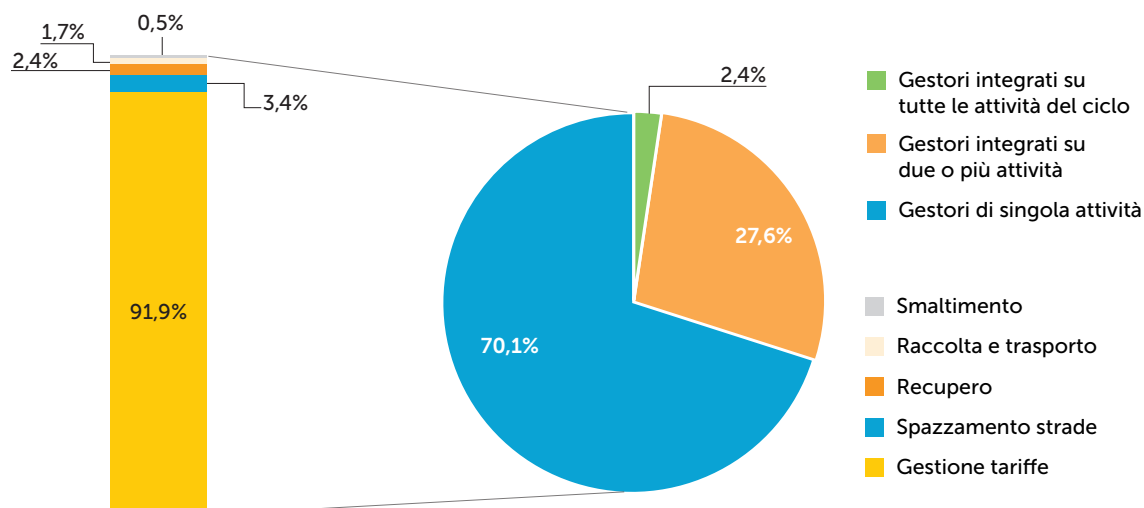
La suddetta frammentarietà si riscontra anche dall'analisi del numero e della tipologia di attività svolta dai gestori iscritti, che risultano, come per lo scorso anno, nella maggioranza dei casi (70,1%) accreditati per una singola attività, cui seguono quelli accreditati per due o più attività (27,6%). Solo una percentuale molto inferiore (pari al 2,4%) risulta accreditata per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2)⁵.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



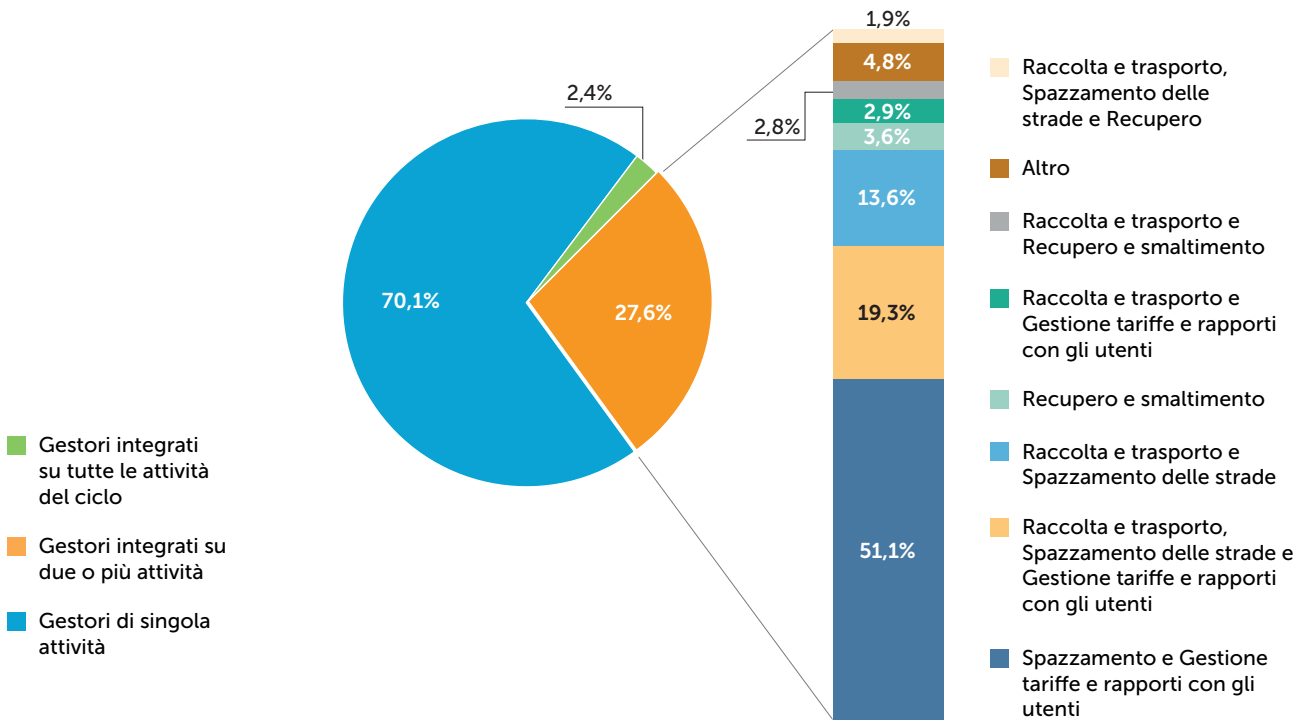
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

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 (91,9%), mentre quello minore si riscontra per i gestori dell'attività di smaltimento (0,5%). Nell'ambito dei gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), invece, 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 (51,1%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (19,3%).

⁵ 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 di tariffe e rapporti con gli utenti e recupero).

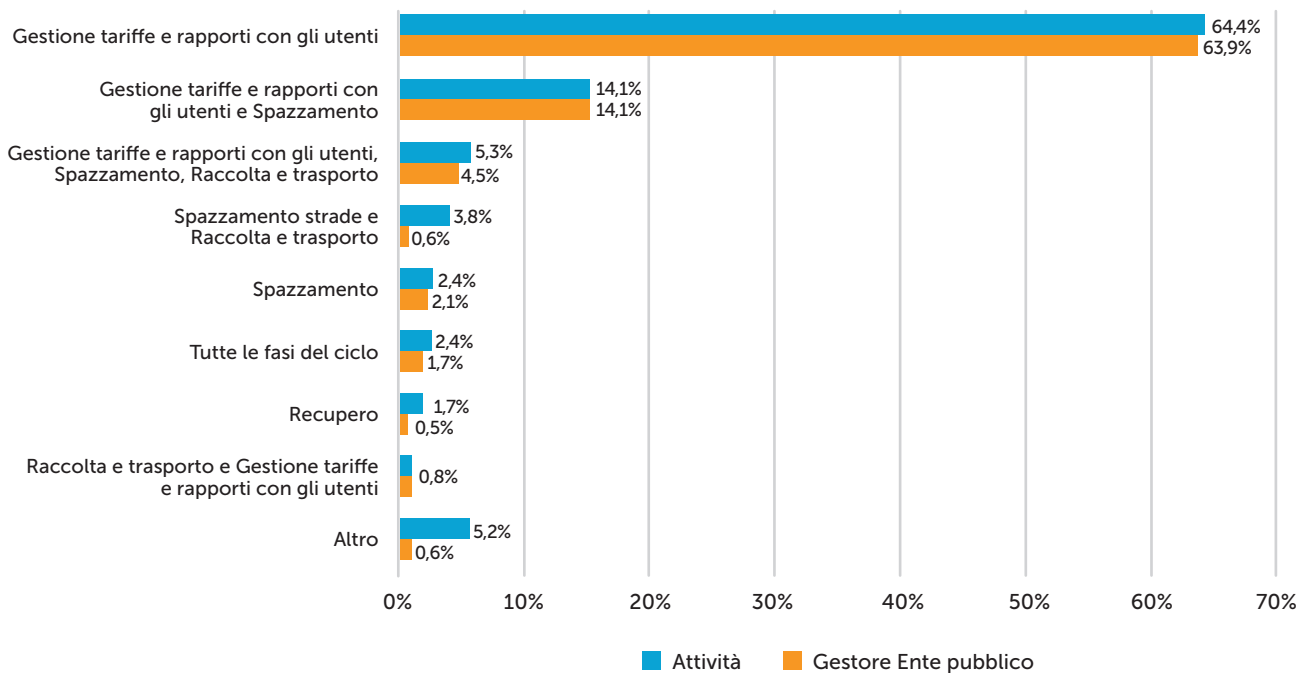
Si rileva, infine, anche per l'anno 2019, una considerevole presenza di gestori Enti pubblici che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti e spazzamento strade, sia in caso di accreditamento in Anagrafica per le singole attività, sia in caso di accreditamento per entrambe (Fig. 6.4).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 6.4 Gestori Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

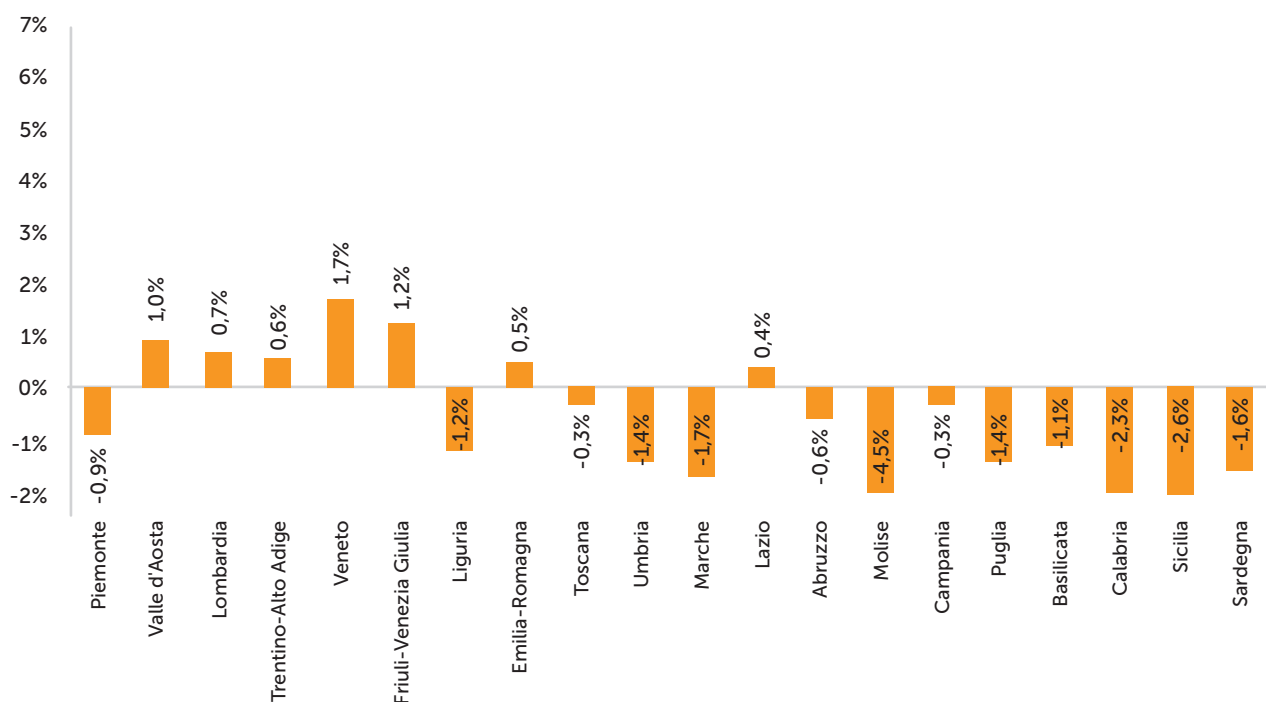
Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2019 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 30,1 milioni di tonnellate, con un lieve calo dello 0,3% rispetto al 2018.

Rispetto al 2018 si rileva, inoltre, un disallineamento della produzione di rifiuti con l'andamento degli indicatori socio-economici (PIL, spesa delle famiglie), che registrano un incremento pari, rispettivamente, allo 0,3% e allo 0,6%.

In particolare, la riduzione nella produzione di rifiuti urbani interessa 13 Regioni italiane, con il decremento maggiore registrato in Molise (-4,5%), Sicilia (-2,6%) e Calabria (-2,3%). Mostrano, invece, un incremento le Regioni settentrionali (a eccezione di Piemonte e Liguria) e il Lazio (Fig. 6.5).

FIG. 6.5 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani (2018-2019)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

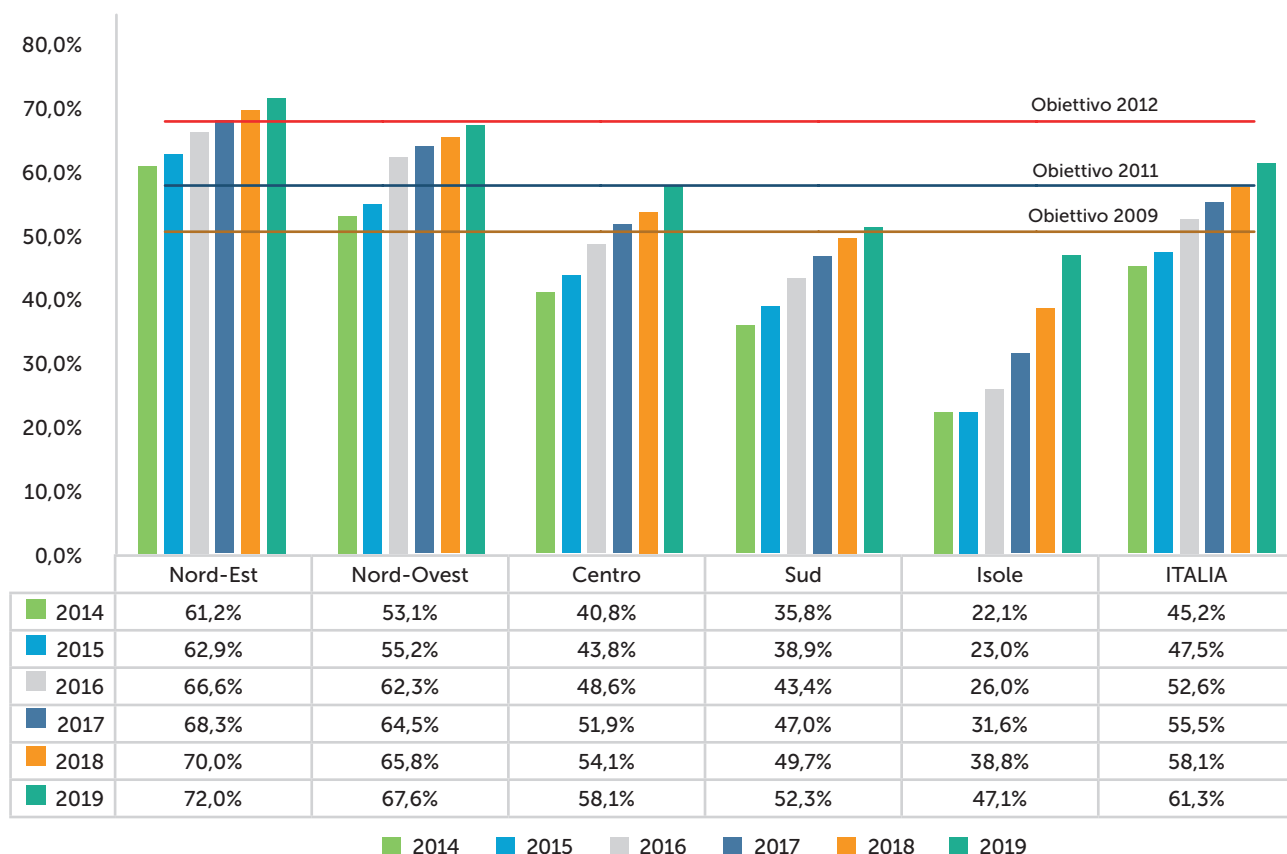
Si conferma, inoltre, il *trend* di crescita della raccolta differenziata, pari nel 2019 al 61,3% della produzione nazionale (in termini quantitativi, 18,5 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), con una crescita del 3,1% rispetto al 2018. In particolare, nelle Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest si osserva il conseguimento dell'obiettivo del 65% fissato dalla normativa⁶, con una raccolta differenziata pari rispettivamente al 72% e al 67,6% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre il Centro si attesta al 58,1% e il Sud e le Isole rispettivamente al 52,3% e al 47,1% (Fig. 6.6)⁷. Rispetto al 2018, l'area geografica in cui si rileva il maggiore incremento di raccolta differenziata è quella delle Isole, con un aumento di 8,3 punti percentuali, seguita dal Centro, con un aumento del 4%,

⁶ L'obiettivo del 65% era stato previsto per il 2012 dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

⁷ 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).

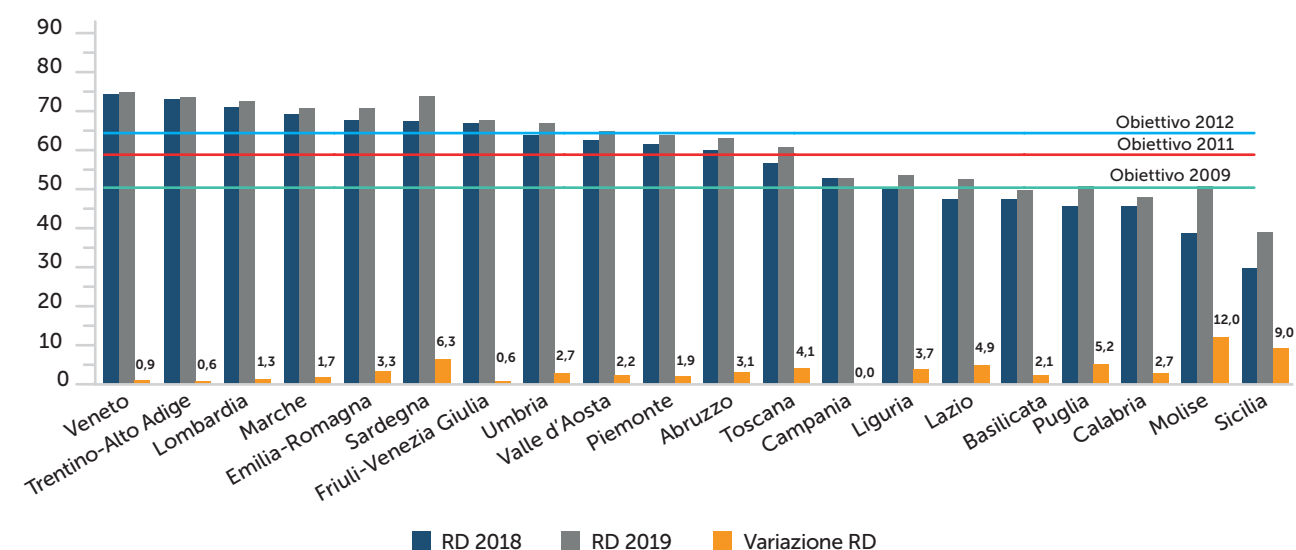
dal Sud, che registra un aumento del 2,6%, e da Nord-Est e Nord-Ovest, con un aumento, rispettivamente, del 2% e dell'1,8%. L'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.7) vede coesistere Regioni che superano il sopra citato obiettivo del 65% (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Marche, Emilia-Romagna, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà che, nonostante un miglioramento importante registrato nel 2019, sono ancora lontane rispetto dall'obiettivo (Sicilia, Molise, Calabria, Puglia, Basilicata).

FIG. 6.6 *Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2014-2019)*



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata per Regione (2018-2019)*



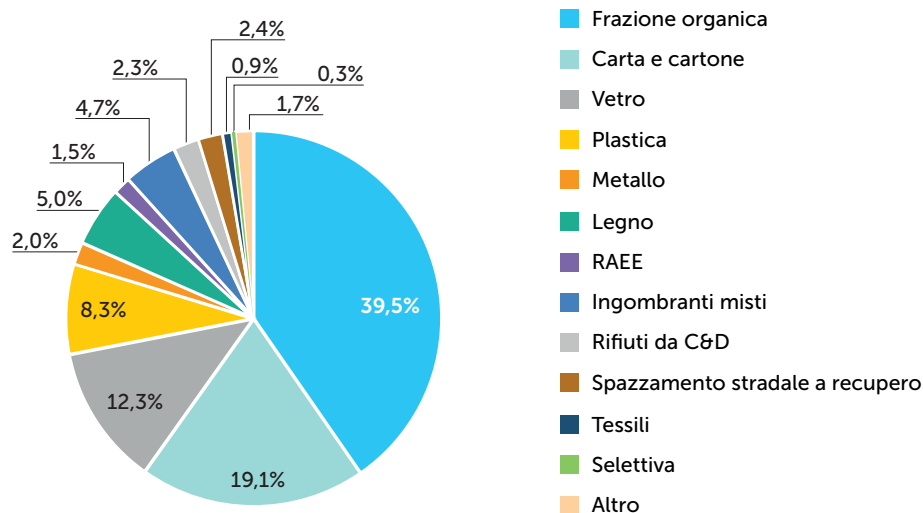
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.8), le principali frazioni risultano essere: organico (39,5%), carta e cartone (19,1%), vetro (13,3%), plastica (8,3%), legno (5%) e metallo (2%).

La direttiva 2008/98/CE⁸ 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/UE⁹, 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 2019, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 53,3%, quindi al di sopra dell'obiettivo (con un incremento di 2,5 punti rispetto allo scorso anno), mentre, considerando tutte le tipologie di rifiuto, ovvero anche quelle non destinabili a operazioni di riciclo, si raggiunge un target pari al 46,9% (con un incremento di 1,7 punti rispetto allo scorso anno) (Fig. 6.9). Analizzando, inoltre, l'andamento della preparazione al riutilizzo e al riciclo e quello della raccolta differenziata (che registra una crescita di 3,2 punti rispetto alla percentuale del 2018), si osserva come negli ultimi anni sia aumentato lo scarto fra tali valori e come quest'ultimo sia ancora più marcato se si considera l'andamento della preparazione al riutilizzo e al riciclo calcolato rispetto all'intero ammontare dei rifiuti urbani. Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 38,8% è costituito dalla frazione organica, il 24,9% da carta e cartone, il 16,6% dal vetro, il 5,2% dalla plastica e l'8,6% dal legno (Fig. 6.10).

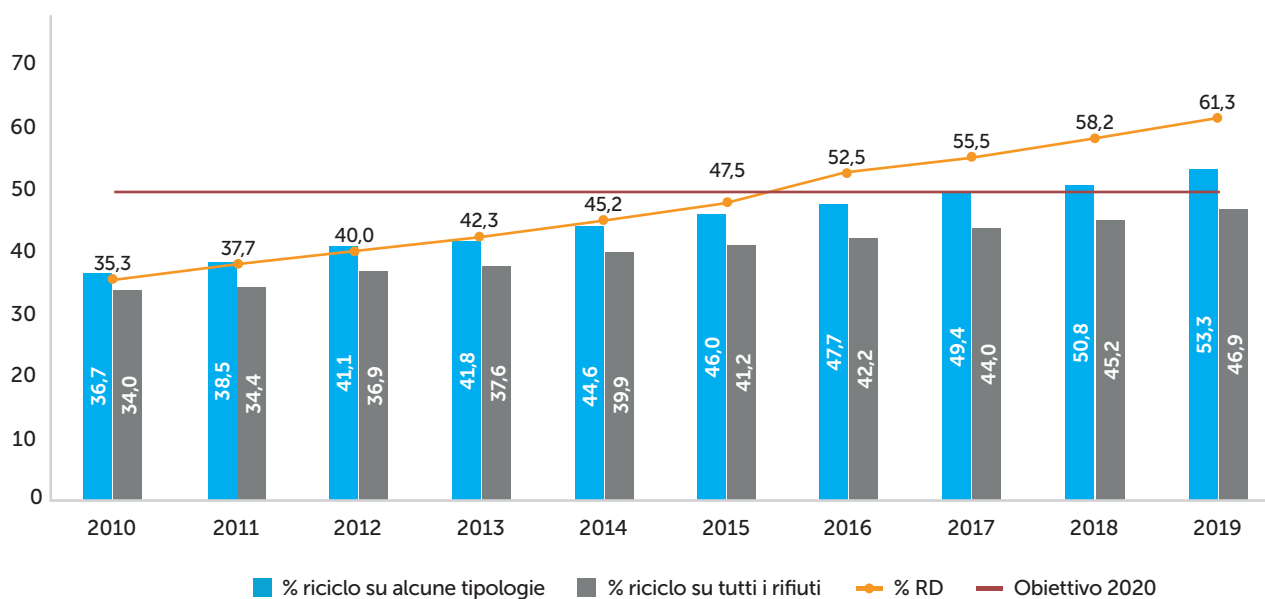
FIG. 6.8 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2019



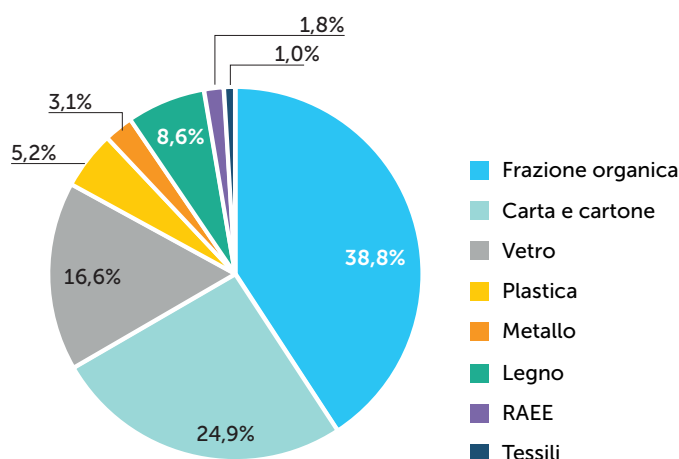
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

⁸ Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del d.lgs. n. 152/2006.

⁹ Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, che ha modificato l'art. 181 del d.lgs. n. 152/2006.

FIG. 6.9 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2019)

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

FIG. 6.10 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2019

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2020.

Stato delle approvazioni tariffarie relative all'anno 2020

L'Autorità, con la già menzionata delibera 443/2019/R/rif, ha approvato il Metodo tariffario rifiuti per il periodo 2018-2021, in coerenza con l'assetto istituzionale multilivello che caratterizza il settore dei rifiuti e secondo caratteri di asimmetricità, in considerazione degli elementi specifici dei diversi contesti territoriali.

Nell'ambito delle regole relative alla definizione delle entrate tariffarie per gli anni 2020 e 2021, l'Autorità ha introdotto un limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, a determinare il quale concorrono, oltre al tasso di

inflazione programmata (pari all'1,7%) e al coefficiente di recupero di produttività (X, compreso fra 0,1% e 0,5%), il coefficiente per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti (QL) e il coefficiente per la valorizzazione di modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi (PG). I valori di detti coefficienti sono determinati dall'Ente territorialmente competente sulla base di quanto riportato nella tabella di cui al comma 4.4 dell'MTR (Tav. 6.1). Tale approccio conduce all'individuazione di differenti tipi di schemi, a cui sono associati diversi limiti alla variazione annuale dei corrispettivi, in ragione dei risultati conseguiti in termini di variazione delle caratteristiche del servizio e di variazione del perimetro.

TAV. 6.1 Matrice di schemi per la determinazione dei coefficienti PG e QL

		PERIMETRO GESTIONALE (PG _a)	
		NESSUNA VARIAZIONE NELLE ATTIVITÀ GESTIONALI	PRESENZA DI VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ GESTIONALI
QUALITÀ PRESTAZIONI (QL _a)	MANTENIMENTO DEI LIVELLI DI QUALITÀ	Schema I Fattori per calcolare il limite alla crescita delle entrate tariffarie: $PG_a = 0$ $QL_a = 0$	Schema II Fattori per calcolare il limite alla crescita delle entrate tariffarie: $PG_a \leq 3\%$ $QL_a = 0$
	MIGLIORAMENTO DEI LIVELLI DI QUALITÀ	Schema III Fattori per calcolare il limite alla crescita delle entrate tariffarie: $PG_a = 0$ $QL_a \leq 2\%$	Schema IV Fattori per calcolare il limite alla crescita delle entrate tariffarie: $PG_a \leq 3\%$ $QL_a \leq 2\%$

Fonte: ARERA.

In aggiunta alla valorizzazione dei due suddetti coefficienti, è stata prevista la possibilità, con riferimento al 2020, di individuare un valore, non superiore al 3%, per un ulteriore coefficiente, denominato $C19_{2020}$, che tiene conto dei costi determinati su base previsionale in relazione alle azioni messe in atto dagli operatori per la gestione delle ricadute dell'emergenza da Covid-19, anche al fine di garantire la continuità dei servizi e il mantenimento di adeguati livelli di qualità¹⁰.

Gli ETC hanno, poi, potuto disporre di specifiche leve di incentivazione allo sviluppo delle infrastrutture della *Circular Economy*, attraverso lo *sharing* dei ricavi della vendita delle frazioni di rifiuto avviate a recupero (e di altri ricavi conseguiti attraverso asset del servizio integrato) e la gradualità nell'applicazione dei conguagli relativi ai costi efficienti determinati con riferimento all'annualità 2018.

Come già anticipato, ai sensi delle disposizioni dell'MTR, nel corso del secondo semestre 2020 sono stati avviati i primi procedimenti di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative ai piani economico-finanziari per l'anno 2020 e ai corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti trasmessi all'Autorità dagli Enti territorialmente competenti.

In coerenza con le procedure definite nell'ambito della regolazione tariffaria, gli Enti territorialmente competenti sono stati chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori, a integrarle o modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, adottando con proprio atto deliberativo il piano economico-finanziario elaborato dal gestore del servizio integrato dei rifiuti o dai gestori di uno o più dei singoli servizi che lo compongono, nonché a trasmettere le pertinenti determinazioni all'Autorità.

¹⁰ Delibera 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif.

Si descrivono, di seguito, le caratteristiche salienti delle predisposizioni tariffarie trasmesse dagli Enti territorialmente competenti (a partire dal secondo semestre del 2020 e prevalentemente nel corso dei primi mesi del 2021), con riferimento all'annualità 2020, evidenziando, innanzitutto, alcuni dati utili a definire la dimensione del settore, con particolare attenzione alle caratteristiche degli ETC e degli ambiti territoriali oggetto della predisposizione dei piani economico-finanziari (ambiti tariffari). In secondo luogo, limitatamente alle proposte già approvate fino al 18 maggio 2021, si illustrano l'andamento delle entrate tariffarie e il ricorso da parte dei menzionati Enti alle leve previste dalla regolazione per favorire il perseguimento di obiettivi di miglioramento del servizio mantenendo, al contempo, il controllo della dinamica tariffaria.

Nel caso della regolazione tariffaria del settore dei rifiuti, le evidenze emerse sono necessariamente limitate, in quanto la prima disciplina varata dall'Autorità è stata adottata nell'ottobre del 2019 e se ne prevedeva l'applicazione entro il primo quadrimestre dell'anno successivo; tuttavia, la pandemia di Covid-19 ha portato a un repentino cambio di scenario.

L'Autorità, così come tutte le altre amministrazioni impegnate a dare i necessari contributi nella gestione degli effetti dell'emergenza, si è trovata a dover adottare provvedimenti urgenti. Al fine di temperare le conseguenze più dannose della pandemia, sono state introdotte, da un lato, misure volte a tutelare l'utenza finale maggiormente colpita, e, dall'altro, forme di flessibilità nella quantificazione dei costi riconosciuti. Contemporaneamente, a livello legislativo, veniva stabilita la proroga delle scadenze di molteplici adempimenti, ivi compresi quelli relativi alla determinazione della TARI, inducendo la maggior parte degli Enti territorialmente competenti a differirne l'approvazione e a inviare le predisposizioni tariffarie all'Autorità nel corso dei primi mesi del 2021.

Se le difficoltà del contesto, per un verso, non hanno consentito un ordinato flusso di trasmissione della documentazione prevista ai sensi dell'MTR – dal momento che l'Autorità sta raccogliendo, alla data di stesura di questa *Relazione Annuale*, predisposizioni tariffarie dal mese di luglio dello scorso anno –, per un altro, esse non si sono tradotte in significative carenze nell'invio degli atti previsti.

Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità

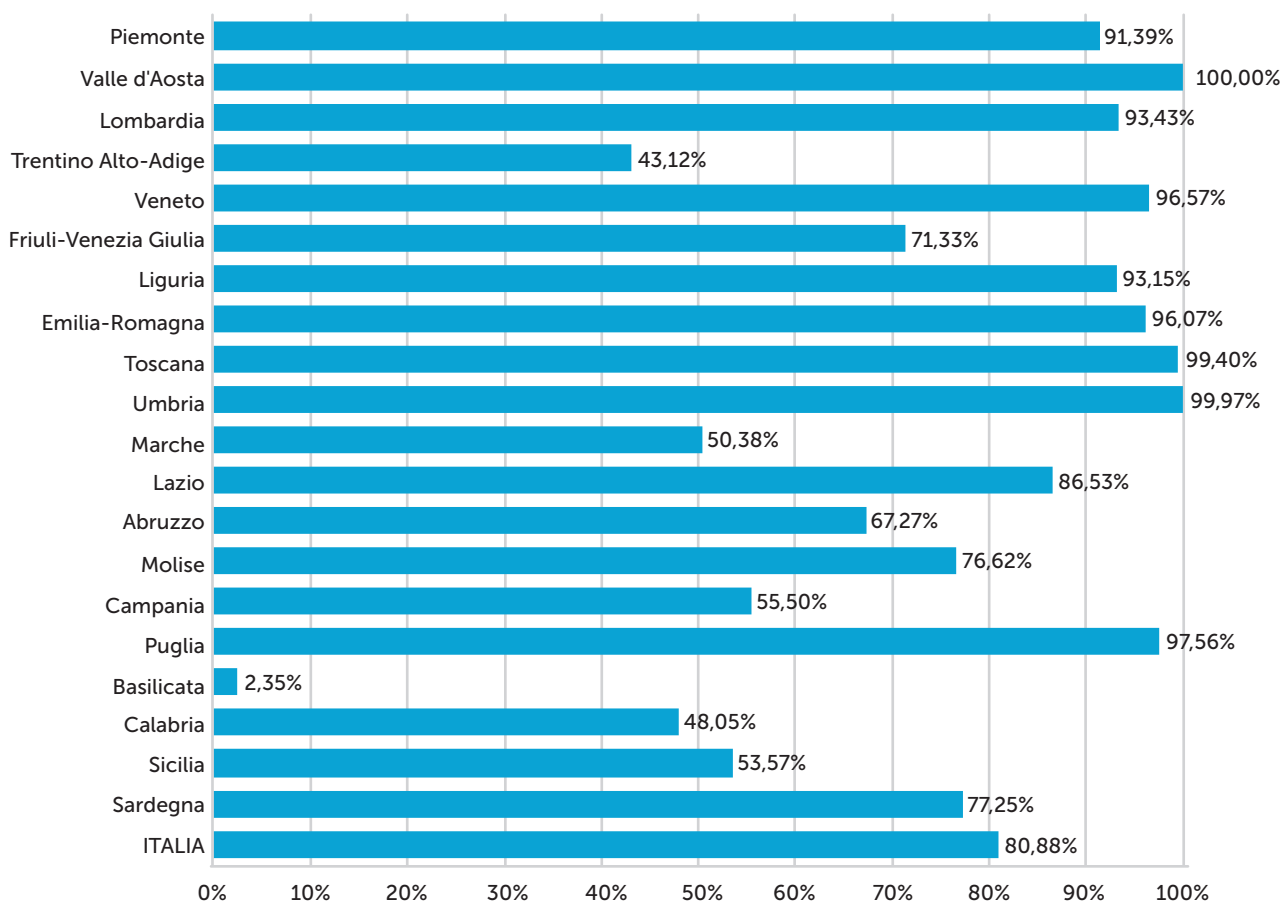
L'Autorità ha ricevuto circa 5.500 predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020, che rappresentano una popolazione complessiva di poco superiore a 48 milioni di abitanti (circa l'80% della popolazione nazionale). L'elevata mole di atti trasmessi da un significativo numero di ETC (oltre 2.860) – come già evidenziato in più sedi dall'Autorità – riflette un processo di organizzazione territoriale del servizio che, alla luce delle previsioni della normativa vigente, risulta essere ancora largamente incompleto¹¹. Inoltre, non esiste una corrispondenza biunivoca tra ETC e predisposizione tariffaria, potendo darsi il caso che il medesimo Ente si occupi di più predisposizioni¹². Da una parte, la configurazione della "filiera amministrativa", essendo ampiamente articolata tra i singoli enti competenti, può causare una molteplicità di atti anche in presenza di un singolo ETC, tuttavia, dall'altra, l'assetto della "filiera gestionale", caratterizzata anche da una pluralità di gestioni, in ragione di svariati fattori, induce a forme di frammentazione e può comportare difficoltà di armonizzazione.

11 Al riguardo, si evidenzia che le Regioni in cui gli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGATO) presentano profili di completa operatività sono: Valle d'Aosta, Liguria, Piemonte, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana, Umbria, Puglia, Basilicata, Marche (fatta eccezione per l'Ambito territoriale ottimale – ATO – di Fermo).

12 Ciò spiega il minor numero di ETC iscritti nell'Anagrafica operatori dell'Autorità (circa 3.500) rispetto alle predisposizioni tariffarie ricevute (circa 5.500).

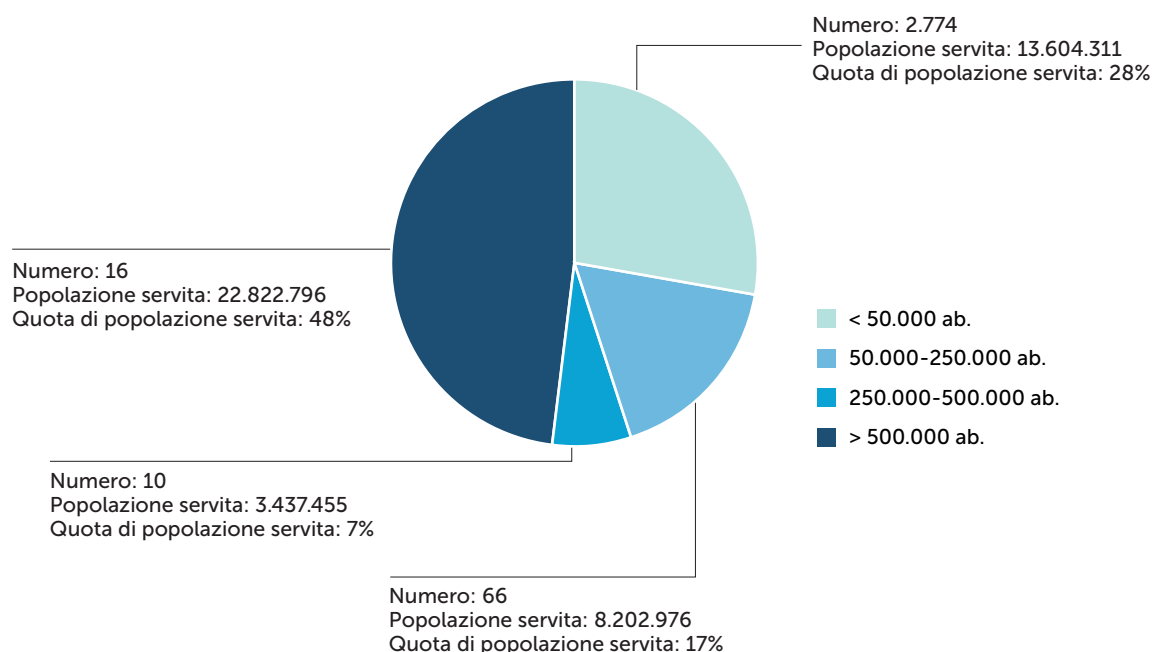
Nella successiva figura 6.11 si rappresentano le predisposizioni tariffarie trasmesse per singola Regione in termini di rappresentatività rispetto alla relativa popolazione servita. Inoltre, dal grafico è possibile risalire ai contesti territoriali in cui il previsto invio non risulta avvenuto.

FIG. 6.11 Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative all'anno 2020 (percentuale di popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

La successiva figura 6.12 illustra, con riferimento alla popolazione servita, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 26 Enti più grandi, che esercitano le proprie competenze su una quota di popolazione superiore a 250.000 abitanti, coprono il 55% della popolazione del campione. Diversamente, i restanti 2.840 riguardano nel 98% dei casi territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 45% della popolazione del campione.

FIG. 6.12 Distribuzione degli ETC per classi dimensionali

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Nel complesso le predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020 approvate dall'Autorità hanno riguardato 84 ambiti tariffari, interessando 6.451.922 abitanti (residenti in 175 Comuni); è stato approvato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, molto contenuto e pari allo 0,29% (Tav. 6.2).

TAV. 6.2 Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità relativamente all'anno 2020

	ETC (n.)	AMBITO TARIFFARIO (n.)	GESTORI (n.)	POPOLAZIONE SERVITA (abitanti (*))	COMUNI SERVITI (n.)	VARIAZIONE MEDIA DELLE ENTRATE TARIFFARIE 2020 RISPETTO AL 2019 (%)
Totale approvazioni tariffarie	38	84	116	6.451.922	175	0,29%

(*) Abitanti Istat 2011.

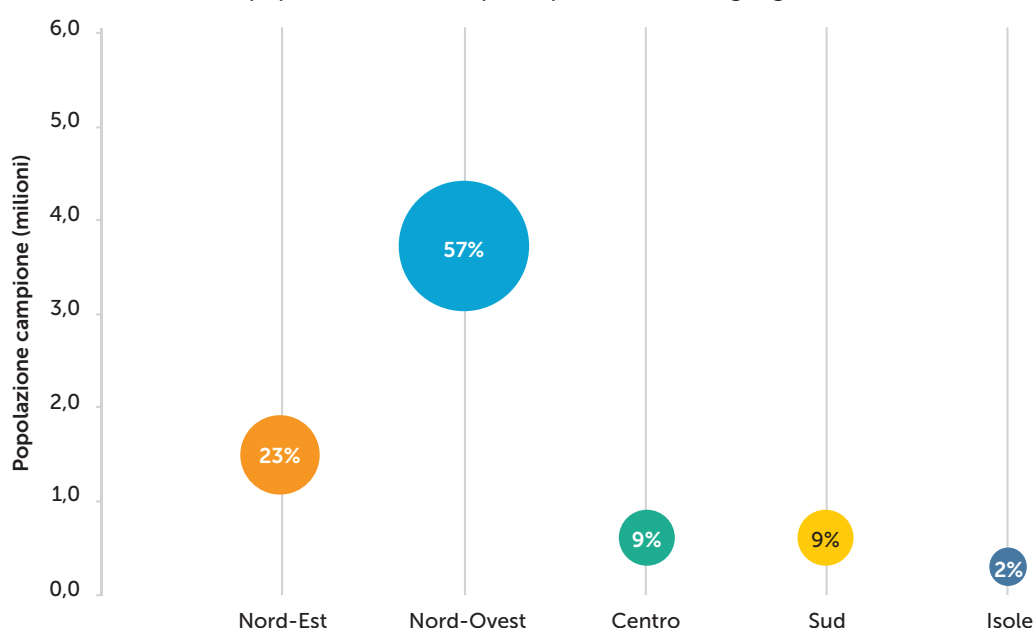
Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

I citati provvedimenti di approvazione delle predisposizioni tariffarie interessano per il 57% la popolazione del Nord-Ovest, per il 23% gli abitanti del Nord-Est, per il 9% i residenti nell'Italia centrale, per il 9% gli abitanti del Sud e per il 2% quelli delle Isole (Tav. 6.3 e Fig. 6.13). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio all'11% degli abitanti residenti, con una copertura importante in alcune Regioni (Piemonte, Lombardia, Veneto, Toscana e Puglia).

TAV. 6.3 Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica

MACRO-AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA
Nord-Ovest	3.673.663
Nord-Est	1.452.433
Centro	568.019
Sud	607.924
Isole	149.883
TOTALE COMPLESSIVO	6.451.922

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

FIG. 6.13 Distribuzione della popolazione del campione per macro-area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

La successiva tavola 6.4 riporta alcuni dati sintetici sulle predisposizioni tariffarie che sono state fin qui approvate. Con riferimento agli 84 ambiti tariffari oggetto di approvazione, per 53 ambiti (corrispondenti a 5.742.862 abitanti) il piano economico-finanziario risulta redatto secondo l'MTR¹³, mentre per i restanti 31 (corrispondenti a 709.060 abitanti)¹⁴, in presenza di inerzia del gestore, l'ETC ha elaborato il PEF sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, in ottemperanza al comma 3.4 della delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif¹⁵. In particolare, in questi casi le entrate tariffarie annuali approvate dall'Autorità per l'anno 2020 hanno registrato una riduzione media annua pari all'1,29% rispetto alle entrate tariffarie approvate nel 2019.

13 Dei 53 ambiti tariffari menzionati, 19 si sono avvalsi della deroga di cui all'art. 107, comma 5, del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18, come convertito dalla legge 24 aprile 2020, n. 27, che prevede che i comuni, in deroga all'art. 1, commi 654 e 683, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, possono approvare le tariffe TARI e la tariffa corrispettiva adottate per l'anno 2019, anche per l'anno 2020, provvedendo entro il 31 dicembre 2020 alla determinazione e all'approvazione del piano economico-finanziario del servizio rifiuti per il 2020, secondo i criteri disposti dall'MTR.

14 Di questi 31 ambiti tariffari, 30 si sono avvalsi della deroga di cui all'art. 107, comma 5, del decreto legge n. 18/2020.

15 Ai sensi del comma 3.4 della delibera 57/2020/R/rif, "in caso di inerzia del gestore, l'Ente territorialmente competente provvede alla predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ivi compresi i valori dei fabbisogni standard o il dato del costo medio di settore come risultante dall'ultimo apporto dell'ISPRA, e in un'ottica di tutela degli utenti. Sono comunque esclusi incrementi dei corrispettivi e adeguamenti degli stessi all'inflazione".

TAV. 6.4 Sintesi delle predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità

	84	COMUNI SERVITI	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI, ANNO 2011)	ENTRATE TARIFFARIE (EURO/ABITANTE)		VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (ANNO 2020)
				MINIMO	MASSIMO	
Ambiti tariffari		175	6.451.922	76	355	0,29%
di cui inerzia ex comma 3.4 delibera 57/2020/R/rif	31	31	709.060	128	317	-1,29%
di cui ottemperanti all'MTR	53	144	5.742.862	76	355	0,49%
ETC	38					
di cui coincidenti con singolo Comune	31					

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

La tavola 6.4, con riferimento alla variazione delle entrate tariffarie negli ambiti oggetto di approvazione, attesta una sostanziale stabilità dei corrispettivi, con un incremento ampiamente inferiore al valore del tasso programmato d'inflazione, rpi (negli ambiti in analisi), denotando, per altro verso, un ricorso limitato alle leve originariamente previste per disciplinare gli incrementi tariffari che risultassero in eccesso, relativi – come anticipato – ai miglioramenti attesi per la qualità (QL) e alle modifiche previste per il perimetro gestionale (PG), nonché al coefficiente (C19₂₀₂₀) riguardante i costi derivanti dalla gestione dell'emergenza sanitaria.

Con riferimento alle entrate tariffarie per abitante, pur in relazione alle predisposizioni approvate dall'Autorità, emergono intervalli di variazione particolarmente rilevanti, che riflettono grandi disparità nelle componenti di costo del servizio.

TAV. 6.5 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE 2020 PRO CAPITE	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (ANNO 2020)
Popolazione > 500.000	4	3.244.045	220,7	-0,05%
250.000 < popolazione ≤ 500.000	1	305.807	99,6	-0,70%
50.000 < popolazione ≤ 250.000	19	2.051.988	227,5	1,06%
Popolazione ≤ 50.000	60	850.082	157,3	0,08%
TOTALE COMPLESSIVO	84	6.451.922	175,5	0,29%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

La tavola 6.5 conferma la sostanziale stabilità dei corrispettivi, anche nel caso in cui si faccia riferimento agli incrementi medi per classe di popolazione.

Con riferimento all'individuazione dei coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, la tavola 6.6 descrive il seguente posizionamento nella matrice, di

cui al comma 4.4 dell'MTR (riportata nella precedente tavola 6.1), relativamente alle 53 predisposizioni tariffarie predisposte secondo l'MTR:

- per 30 ambiti tariffari (corrispondenti a 3.916.935 abitanti), gli ETC non hanno individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi nello Schema I; per il menzionato gruppo di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua dello 0,16% per il 2020;
- nessun ambito si è collocato nello Schema II;
- per 16 ambiti tariffari (corrispondenti a 345.525 abitanti), gli ETC competenti non hanno individuato alcuna variazione di perimetro gestionale, ma hanno previsto il miglioramento della qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi nello Schema III; per il menzionato gruppo di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 2,6% per il 2020;
- per 7 ambiti tariffari (corrispondenti a 1.480.402 abitanti), gli ETC competenti hanno fissato sia obiettivi specifici di variazione del perimetro gestionale, sia target di miglioramento dei livelli di qualità rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi nello Schema IV; per il menzionato gruppo di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua dello 0,87% per il 2020.

TAV. 6.6 *Distribuzione della popolazione e degli ambiti tariffari per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti*

SCHEMI REGOLATORI	TOTALE POPOLAZIONE SERVITA	NUMERO DI AMBITI TARIFFARI
Schema I	3.916.935	30
Schema II	-	-
Schema III	345.525	16
Schema IV	1.480.402	7
Art. 3.4 delibera 57/2020/R/rif	709.060	31
TOTALE COMPLESSIVO	6.451.922	84

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$ ¹⁶, l'Autorità ha riscontrato che per 18 ambiti tariffari (sul campione di 84 ambiti oggetto di approvazione per il 2020), l'Ente territorialmente competente ha ritenuto di valorizzare tali componenti di costo di natura previsionale per la promozione del miglioramento del servizio, prevalentemente in corrispondenza di target connessi alla determinazione del coefficiente QL_a ¹⁷. L'incidenza media di tali costi rispetto al totale delle entrate tariffarie 2020 approvate risulta pari al 2,3%, a fronte di una variazione complessiva delle entrate rispetto all'anno precedente pari all'1,7%. In pochissimi casi, poi, sono state valorizzate le componenti tariffarie specificamente introdotte per fronteggiare la pandemia¹⁸, in parte a causa di una certa rigidità dei processi decisionali necessari, in parte per la difficoltà di valutare compiutamente gli effetti in condizioni di urgenza e – almeno in alcuni casi – per la possibilità di ricorrere all'impiego di risorse provenienti da fondi pubblici. Anche la componente $RCND_{TV}$, volta al recupero delle mancate entrate tariffarie relative all'anno 2020 dovute all'applicazione dei fattori di correzione adottati con la delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif, ha trovato applicazione in soli due ambiti tariffari tra quelli oggetto di approvazione.

16 $COI_{TV,a}^{exp}$ 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.

17 Si tratta del coefficiente per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti (si veda la tavola 6.1).

18 Si tratta delle componenti $COV_{TV,2020}^{exp}$, $COV_{TF,2020}^{exp}$ e $COS_{TV,2020}^{exp}$, introdotte con la citata delibera 238/2020/R/rif.

Le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi b^{19} e ω_a^{20} 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. Il meccanismo di gradualità previsto per la valorizzazione delle componenti di conguaglio dei costi efficienti dell'annualità 2018 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 dal tasso di raccolta differenziata, dalla qualità dei rifiuti avviati a recupero di materia e dalla soddisfazione degli utenti.

Infine, per 8 ambiti tariffari (sui 53 i cui gestori hanno ottemperato all'MTR) i relativi ETC hanno deliberato un importo delle entrate tariffarie 2020 inferiore a quello determinato in esito all'applicazione dell'MTR, avvalendosi della specifica facoltà prevista dall'art. 4, comma 5 della delibera 443/2019/R/rif, garantendo, nel contempo, l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Meccanismi di garanzia

Con riferimento ai meccanismi di garanzia introdotti all'art. 7 della delibera 443/2019/R/rif e inerenti alle procedure di approvazione tariffaria 2020, l'Autorità ha ricevuto complessivamente 328 richieste di intervento. La totalità delle istanze pervenute ha avuto a oggetto la segnalazione di inerzia negli adempimenti richiesti dal nuovo MTR per 178 soggetti, gestori del servizio in uno o più determinati ambiti tariffari.

Un consistente numero di richieste di intervento, pari al 46% (151), è pervenuto solo a partire dal mese di dicembre 2020, quindi a ridosso oppure ben oltre il termine di legge (31 dicembre 2020) per la delibera – da parte di ciascun consiglio comunale – del bilancio di previsione, cui è legato il termine di approvazione del piano economico-finanziario e delle tariffe per la gestione dei rifiuti urbani. Il ritardo nell'attivazione dei meccanismi di garanzia da parte degli Enti territorialmente competenti ha precluso all'Autorità la possibilità di intervenire efficacemente per favorire l'adempimento dei gestori. In un totale di 158 casi le attività di gestione delle segnalazioni pervenute e, in particolare, 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 – si sono rivelate risolutive (Tav. 6.7). In 32 casi, invece, è stato necessario procedere all'invio di diffide formali nei confronti dei gestori segnalati dagli ETC (Tav. 6.8), 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 pienamente efficace, poiché solo 7 gestori diffidati non hanno posto fine all'inerzia addebitata. Sono seguite due delibere di intimazione nei confronti di altrettanti gestori (22 dicembre 2020, 590/2020/R/rif e 591/2020/R/rif), uno dei quali ha provveduto a trasmettere la documentazione richiesta.

19 Il fattore di *sharing* dei proventi b può assumere un valore compreso nell'intervallo $[0,3, 0,6]$.

20 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; può assumere un valore compreso nell'intervallo $[0,1, 0,4]$.

TAV. 6.7 *Richieste di attivazione dei meccanismi di garanzia*

RICHIESTE	ENTI	GESTORI	DETTAGLIO
Richieste di attivazione meccanismi di garanzia ricevute	328	-	328 richieste di attivazione dei meccanismi di garanzia, di cui: <ul style="list-style-type: none"> • 177 richieste pervenute fino al 30 novembre 2020; • 151 pervenute a partire dal mese di dicembre 2020 (107 richieste a ridosso della scadenza del 31 dicembre 2020 per la deliberazione del PEF 2020 – e pertanto fuori tempo per porre in essere interventi risolutivi – e 43 richieste pervenute nell'anno 2021). Le richieste di intervento ineriscono a 168 gestori (gestori in più comuni).
di cui richieste risolte/archivate	158	-	In 70 casi i gestori hanno trasmesso il PEF richiesto. I restanti 88 casi si sono risolti attraverso le vie brevi.

TAV. 6.8 *Dettaglio delle diffide e delle intimazioni ad adempiere*

AZIONI	SOGGETTI COINVOLTI
32 diffide inviate	32 gestori di cui solo 7 gestori sono rimasti inadempienti (si tratta di diffide trasmesse nel mese di dicembre oppure di casi in cui l'ETC ha nel mentre deliberato avvalendosi del comma 3.4 della delibera 57/2020/R/rif)
2 intimazioni inviate a seguito della diffida	2 gestori 1 caso risolto 1 gestore è rimasto inadempiente ed è stato segnalato alla Direzione Sanzioni dell'Autorità per i seguiti di competenza (delibera 590/2020/R/rif)

Qualità contrattuale

Con la delibera 5 aprile 2018, 226/2018/R/rif, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani, nell'ambito del quale, con le determinazioni 3/2019 – DRIF e 4/2019 – DRIF²¹, sono state avviate due raccolte dati finalizzate ad acquisire i primi dati relativi alla qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e, in particolare, dei singoli servizi di raccolta e trasporto e di spazzamento e lavaggio delle strade, nonché riguardanti la qualità dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

Dall'analisi delle informazioni rilevate tramite le suddette raccolte dati relative all'anno solare 2018 e conclusesi nel 2020²², sono stati richiesti ai soggetti interessati, ivi inclusi i Comuni che gestiscono le attività in economia, per ogni singola gestione²³, informazioni e dati, al fine di:

- individuare gli indicatori e gli standard di qualità garantiti dagli operatori per i servizi di raccolta e trasporto e di spazzamento e lavaggio delle strade, nonché di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, e verificare le relative modalità di applicazione, inclusa la gestione dei casi di mancato rispetto degli standard per cause imputabili al gestore;

21 Con la determina 3/2019 – DRIF l'Autorità ha dato avvio a una raccolta dati finalizzata all'acquisizione di informazioni in materia di qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, da parte dei soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano l'attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade. Con la successiva determina 4/2019 – DRIF è stata aperta una seconda raccolta dati rivolta ai soggetti che al 31 dicembre 2018 effettuavano l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, in quanto non espressamente ricompresi tra i soggetti interessati dagli obblighi della precedente determina.

22 Le raccolte dati di cui alle determinazioni 3/2019 – DRIF e 4/2019 – DRIF, avviate, rispettivamente, il 10 ottobre 2019 e il 18 dicembre 2019 – in seguito a successive proroghe, in ragione delle numerose richieste di partecipazione ricevute e della sopravvenuta emergenza sanitaria –, si sono concluse il 30 aprile 2020.

23 Per gestione, ai fini delle raccolte dati, si intende l'ambito territoriale del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, oggetto del singolo affidamento o di gestione in economia.

- verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio;
- effettuare le valutazioni necessarie per regolare la qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani, identificando possibili aree di omogeneizzazione ed efficientamento degli standard attualmente vigenti, per facilitare l'adozione di standard qualitativi obbligatori e omogenei sul territorio nazionale.

Gli esiti presentati nei successivi paragrafi fanno riferimento ai dati trasmessi dai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti ai sensi della determina 4/2019 – DRIF, ma si darà altresì evidenza del confronto con i risultati riscontrati per i gestori dei servizi di raccolta trasporto e spazzamento delle strade nell'ambito della raccolta dati di cui alla determina 3/2019 – DRIF, già illustrati nella precedente *Relazione Annuale*.

In particolare, nei paragrafi successivi si illustrano più nel dettaglio le risultanze emerse, in relazione alle diverse aree geografiche del Paese, nonché alla dimensione della gestione in termini di popolazione residente.

L'analisi è stata condotta su un *panel* di oltre 4.000 gestioni e operatori, che erogavano il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti al 57% della popolazione nazionale²⁴ (oltre 34 milioni di abitanti). In generale, si riscontra una maggiore partecipazione alla raccolta dati da parte dei predetti operatori rispetto ai gestori dei servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade (700 operatori per circa 2.000 gestioni, equivalenti al 61% della popolazione nazionale²⁵). Inoltre, diversamente dalle attività di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade – per le quali risulta prevalente la gestione *in house* (38% delle gestioni del *panel*), seguita dall'affidamento mediante gara (28% delle gestioni) e dalla gestione in economia (16% delle gestioni) –, l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti nella quasi totalità dei casi è svolta direttamente dal Comune, ragion per cui si riscontra una corrispondenza univoca tra gestore e gestione.

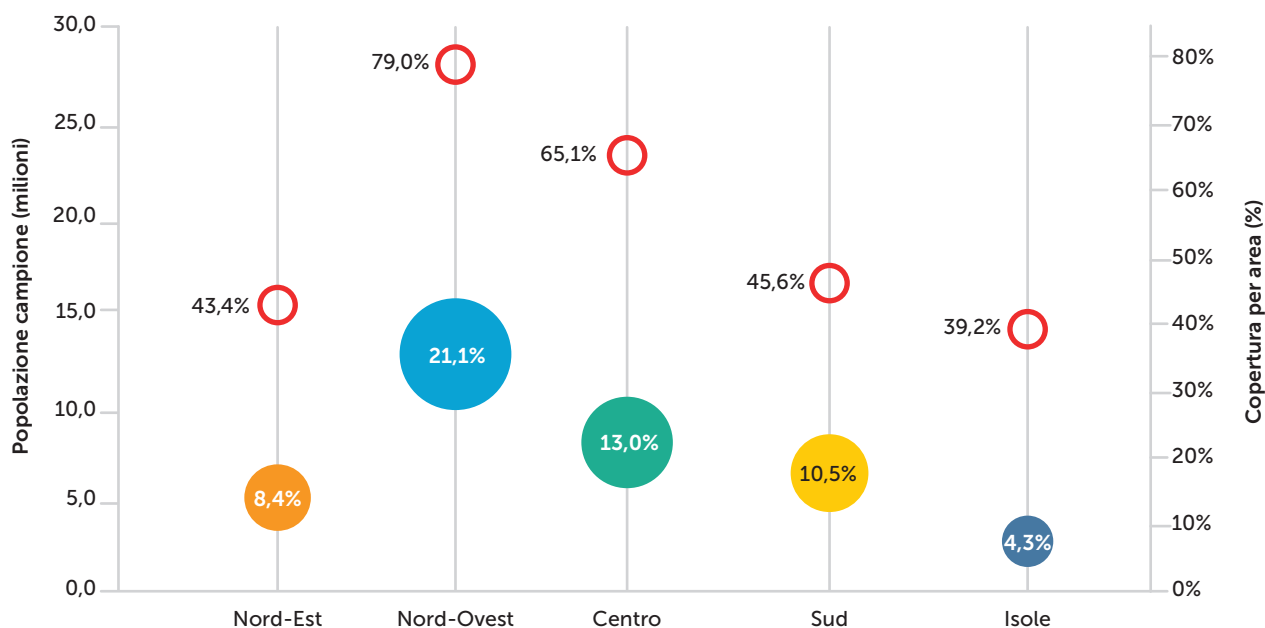
Nella figura 6.14 viene illustrata la rappresentatività del *panel* relativo ai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti per area geografica: le gestioni localizzate nel Nord Italia coprono quasi il 30% della popolazione nazionale, mentre il Sud Italia (comprese le Isole) raggiunge appena il 15%. Rispetto alla distribuzione del campione per area geografica inerente ai servizi di raccolta e trasporto e di spazzamento delle strade, si rileva un incremento della rappresentatività del Sud (comprese le Isole), che passa dal 9,6% al 15%, e un minore peso del Nord Italia (30% vs 36%).

Inoltre, dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione del campione e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche del Paese, i risultati relativi al Nord-Ovest e al Centro Italia sono in linea con quanto riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e di spazzamento delle strade. Diversamente, si evidenziano livelli di rappresentatività più alti per il Sud e le Isole (rispettivamente, 45,6% vs 27,3%, e 39,2% vs 30,2%) e più bassi per il Nord-Est (43% vs 88% della precedente raccolta). Tale differenza è riconducibile alla presenza nel *panel* delle gestioni relative alla raccolta e trasporto e allo spazzamento delle strade di 36 ambiti con più di 50.000 abitanti – di cui due di grandi dimensioni (> 500.000 abitanti) –, rispetto ai 13 ambiti riferiti all'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

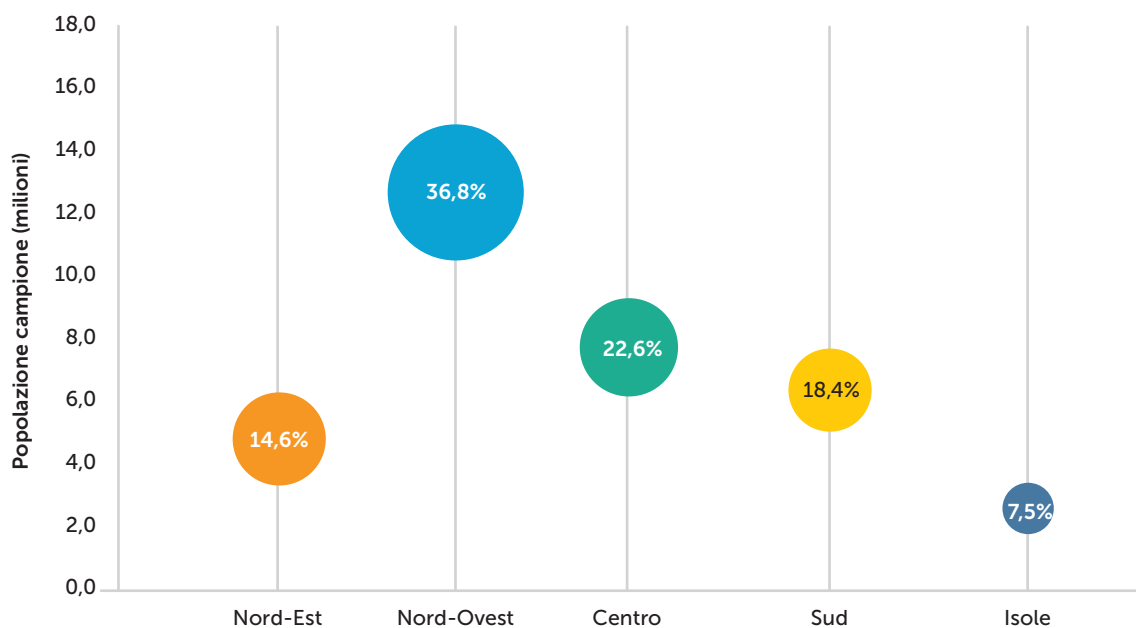
In aggiunta, oltre il 50% della popolazione del *panel* è localizzata nel Nord del Paese (vs il 58% per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade); al contrario, il Sud e le Isole rappresentano insieme poco più del 25% del campione, in linea con quanto emerso per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade (Fig. 6.15).

²⁴ Nel presente Capitolo, i dati inerenti alla popolazione nazionale si riferiscono all'anno solare 2018.

²⁵ Si precisa che, rispetto a quanto riportato nel Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*, il *panel* qui descritto, con riferimento ai gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade, tiene conto anche dei dati e delle informazioni trasmessi successivamente al 27 marzo 2020.

FIG. 6.14 Copertura del panel vs popolazione nazionale e popolazione per area geografica


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

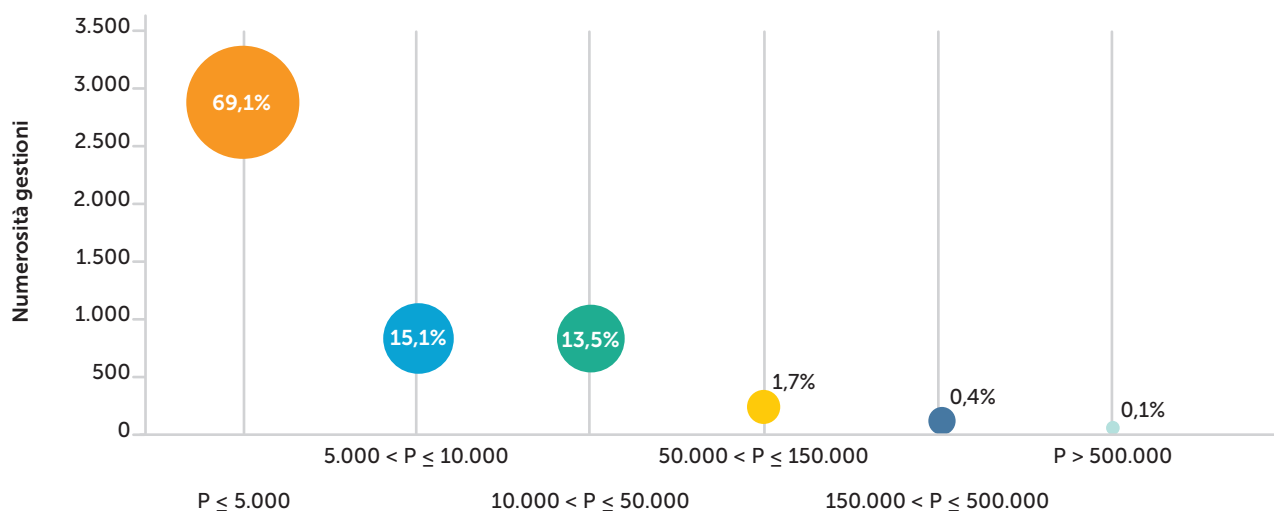
FIG. 6.15 Composizione della popolazione del panel per area geografica (popolazione campione in milioni)


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Dalla distribuzione del campione per classe dimensionale (Fig. 6.16), si rileva che in circa il 2% delle gestioni del *panel* relative al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti risiede oltre il 43% della popolazione. Si tratta di 90 gestioni di dimensioni medio-grandi (> 50.000 abitanti). Più in dettaglio, i contesti territoriali con più di 500.000 abitanti sono solo cinque e rappresentano il 19% della popolazione del campione. Invece, le gestioni fino a 5.000 abitanti sono le più numerose (oltre 2.800) ma hanno un'incidenza non rilevante in termini di copertura della popolazione del campione (14%).

Inoltre, il 35% delle gestioni di piccole dimensioni (980) non supera i 1.000 abitanti: questo dimostra l'elevata frammentarietà del settore. I risultati confermano la tendenza emersa per le gestioni inerenti ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade. Va tuttavia evidenziato che per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade si registra un maggior numero di ambiti con più di 150.000 abitanti rispetto a quanto rilevato per il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (55 vs 20), in generale afferenti alle città metropolitane o a bacini di affidamento provinciali.

FIG. 6.16 *Composizione del panel per classe dimensionale della gestione (numero di gestioni)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Oltre a ciò, la stratificazione delle gestioni rispondenti per classe dimensionale e area geografica (Tav. 6.9) ha evidenziato che circa il 68% degli ambiti di piccole dimensioni inerenti al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (≤ 5.000 abitanti) è localizzato nel Nord Italia (prevalentemente nel Nord-Ovest), analogamente a quanto riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade. Giova, tuttavia, precisare che tale risultato è anche condizionato dalla limitata rappresentatività del Sud Italia (comprese le Isole), in ragione della limitata partecipazione dei gestori che operano in tali aree geografiche del Paese.

Con riferimento alle gestioni con più di 150.000 abitanti, l'80% del campione è concentrato nel Centro-Nord. Il *panel* relativo al Sud (comprese le Isole), invece, si compone prevalentemente di ambiti di dimensioni medio-piccole (fino a 50.000 abitanti). Gli esiti evidenziati confermano quanto riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade.

TAV. 6.9 *Ripartizione delle gestioni del panel per classe dimensionale e per area geografica*

CLASSI DI POPOLAZIONE RESIDENTE	NORD-EST	NORD-OVEST	CENTRO	SUD	ISOLE	TOTALE
P ≤ 5.000	292	1.624	259	390	246	2.811
5.000 < P ≤ 10.000	115	281	84	91	43	614
10.000 < P ≤ 50.000	95	187	106	125	37	550
50.000 < P ≤ 150.000	8	15	19	19	9	70
150.000 < P ≤ 500.000	5	6	1	1	2	15
P > 500.000	0	3	1	1	0	5

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

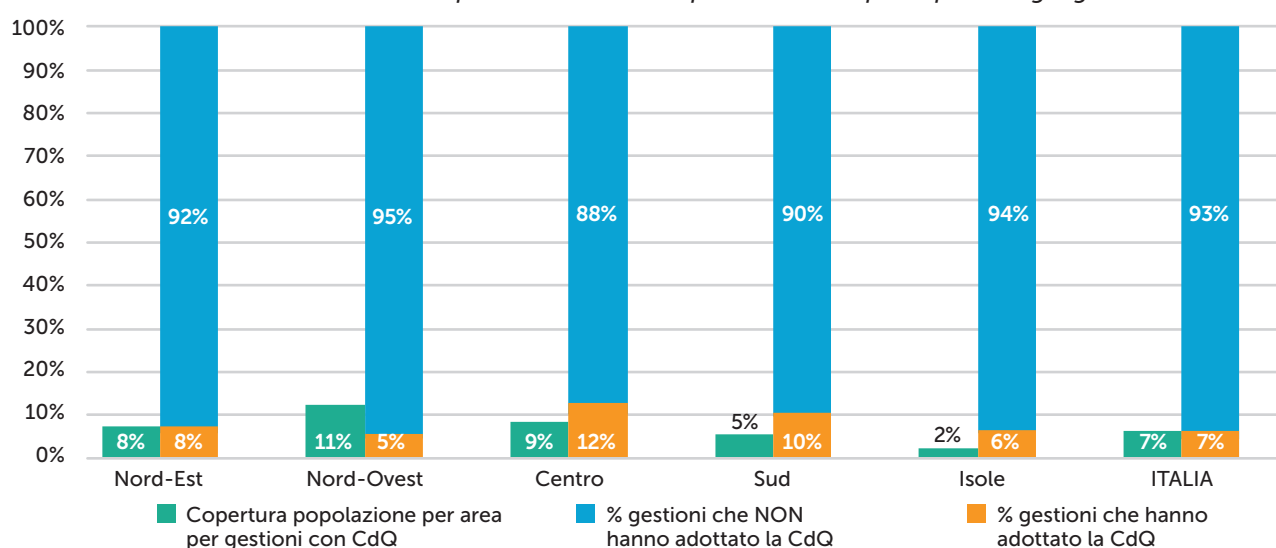
Carta della qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

La Carta della qualità del servizio è il documento, adottato in conformità alla normativa vigente²⁶, in cui sono specificati i livelli di qualità attesi per i servizi erogati e le loro modalità di fruizione, incluse le regole relative alla relazione tra utenti e gestore.

Con la legge 24 dicembre 2007, n. 244²⁷, il legislatore ha previsto l'obbligo per il gestore di redigere e pubblicare la Carta della qualità dei servizi, recante gli standard di qualità e di quantità relativi alle prestazioni erogate così come determinati nel contratto di servizio, le modalità di accesso alle informazioni garantite, quelle per proporre reclamo e quelle per adire le vie conciliative e giudiziarie, nonché le modalità di ristoro dell'utenza in caso di inadempienza del gestore. Tuttavia – come già più volte evidenziato in altre sedi dall'Autorità –, a differenza di altri settori regolati²⁸, nel settore dei rifiuti urbani la normativa non prescrive uno schema di riferimento unico per la predisposizione della Carta dei servizi, ragion per cui, in assenza di specifiche indicazioni da parte del legislatore nazionale, le Carte dei servizi, qualora adottate, presentano contenuti disomogenei.

Dalla raccolta dati emerge che la Carta della qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti risulta scarsamente adottata nelle gestioni del *panel* (7% delle gestioni, corrispondenti a circa il 7% della popolazione nazionale). L'adozione del documento è decisamente inferiore rispetto a quanto riscontrato tra i gestori dei servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade (35% delle gestioni del *panel*²⁹). Più in dettaglio, solo nel Centro Italia la Carta della qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti risulta diffusa in più del 10% delle gestioni. Riguardo alla rappresentatività in termini di popolazione residente per area geografica, il valore non supera il 10%, fatta eccezione per il Nord-Ovest del Paese (Fig. 6.17).

FIG. 6.17 Diffusione della Carta della qualità dei servizi e copertura del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

26 Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994, "Principi sull'erogazione dei servizi pubblici", pubblicata nella G.U. 22 febbraio 1994, n. 43.

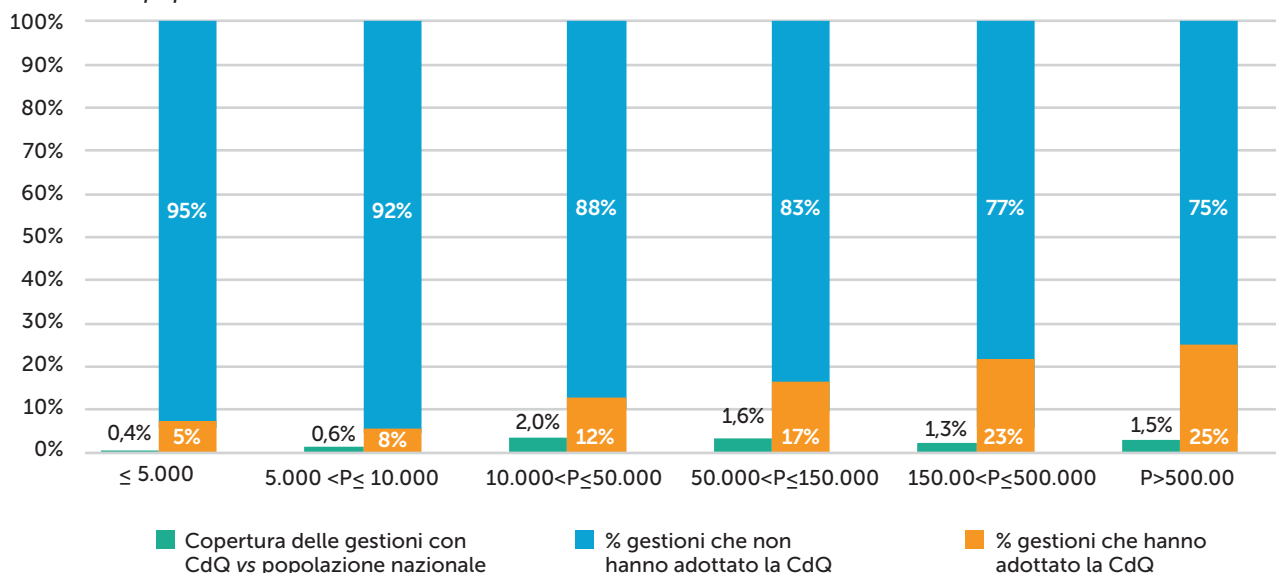
27 Recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)".

28 Per il settore elettrico e il settore del gas, gli schemi generali di riferimento della Carta dei servizi sono stati emanati con i decreti del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, successivamente abrogati per le disposizioni in contrasto con i provvedimenti dell'Autorità in materia (delibere 28 dicembre 2000, 236/00, e 2 marzo 2000, 47/00). Invece, il DPCM 29 aprile 1999, n. 126 di approvazione dello "Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato", costituisce lo strumento applicativo con cui la citata direttiva riceve una traduzione settoriale per il settore idrico.

29 Cfr. la figura 6.19, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale* 2020.

L'analisi per classe dimensionale delle gestioni ha evidenziato una crescita lineare della diffusione del documento in relazione alla dimensione della gestione (Fig. 6.18), passando dal 5% nelle gestioni fino a 5.000 abitanti al 25% in quelle con più di 500.000 abitanti, analogamente alla tendenza riscontrata per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade.

FIG. 6.18 Diffusione della Carta della qualità per classe dimensionale e copertura del campione rispetto alla popolazione nazionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Principali profili di qualità contrattuale del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

I principali profili oggetto di indagine per il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti sono stati quelli previsti dalla regolazione della qualità contrattuale negli altri settori regolati dall'Autorità, e in particolare: la gestione dei reclami e delle richieste scritte di informazione, la gestione dei punti di contatto con l'utente (sportello fisico e servizio telefonico), la fatturazione.

Gestione dei reclami

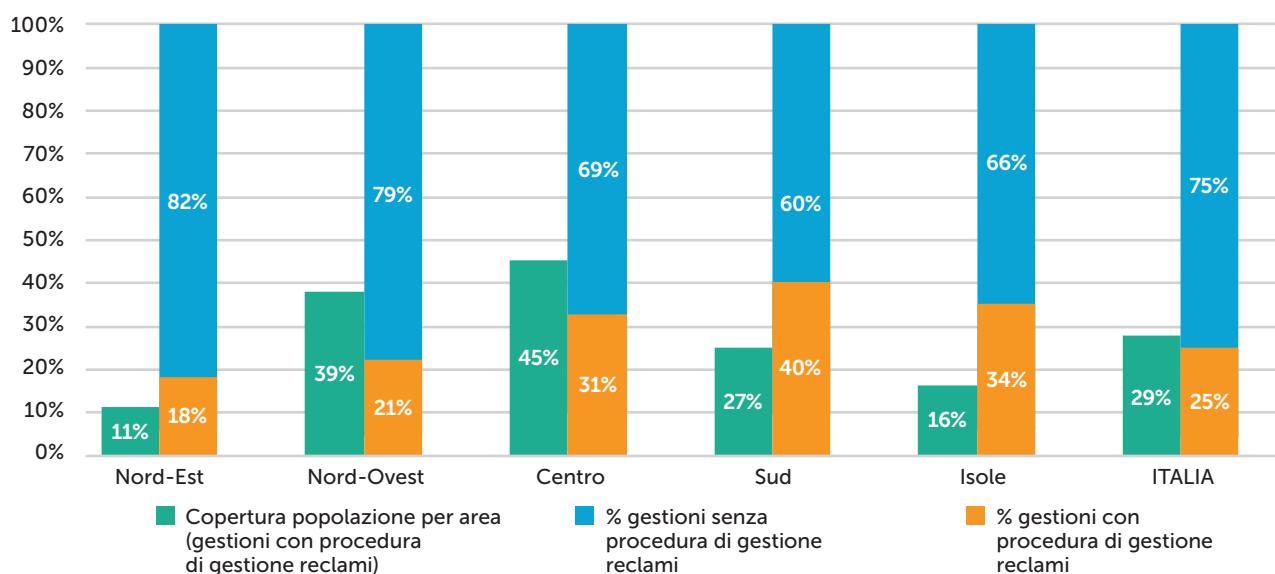
A livello nazionale, solo il 25% delle gestioni ha adottato una procedura di gestione dei reclami³⁰, riguardanti, in particolare, il servizio di riscossione, corrispondente al 29% della popolazione nazionale e al 51% della popolazione del campione (Fig. 6.19). Tale risultato evidenzia un livello di qualità inferiore rispetto a quanto riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, dove la procedura di gestione dei reclami risulta adottata nel 62% delle gestioni del *pane*³¹. Inoltre, l'analisi ha messo in luce il fatto che la procedura in analisi è utilizzata soprattutto nel Centro-Sud Italia (comprese le Isole) – con percentuali che si attestano tra il 30% e il 40% degli ambiti situati in queste aree del Paese –, in linea con quanto riscontrato per i servizi di raccolta e

³⁰ Per reclamo si intende ogni comunicazione scritta fatta pervenire al gestore, anche per via telematica, con la quale l'utente – o, per suo conto, un rappresentante legale dello stesso o un'associazione di consumatori – esprime lamentele circa la non coerenza del servizio ottenuto con uno o più requisiti definiti da leggi o provvedimenti amministrativi, dal regolamento di servizio, ovvero circa ogni altro aspetto relativo ai rapporti tra gestore e utente.

³¹ Cfr. la figura 6.21, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

trasporto e spazzamento delle strade (tra il 61% e l'84%). La rappresentatività in termini di popolazione residente per area geografica risulta, invece, più elevata nel Nord-Ovest – dove la procedura risulta adottata in due gestioni con più di 500.000 abitanti – e nel Centro Italia (rispettivamente, 39% e 45% della popolazione dell'area).

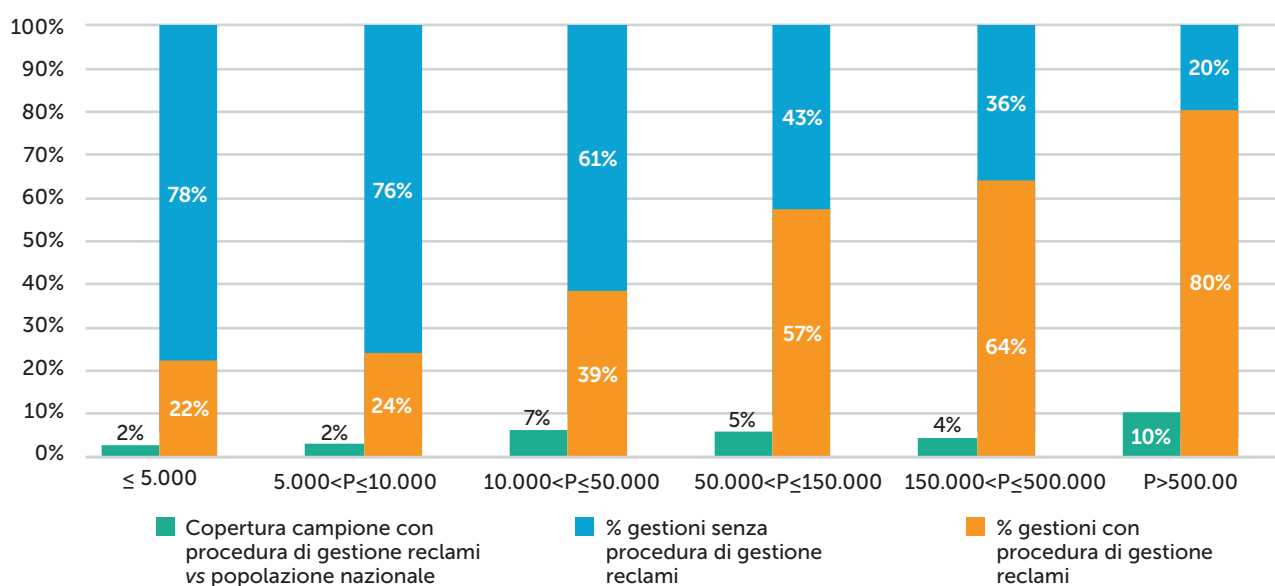
FIG. 6.19 Diffusione della procedura di gestione dei reclami e copertura del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Di interesse è anche la correlazione positiva tra la diffusione della procedura e la dimensione della gestione, con percentuali di adozione via via crescenti con l'aumentare del numero di abitanti residenti nell'ambito. Si passa, infatti, da percentuali pari al 22% nelle gestioni fino a 5.000 abitanti a valori pari all'80% nelle gestioni con più di 500.000 abitanti (Fig. 6.20). Diversamente, la percentuale di adozione della procedura nelle gestioni inerenti ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade risulta notevolmente più elevata anche negli ambiti di piccole dimensioni, dove è pari al 50% e raggiunge il 100% nei contesti con più di 500.000 abitanti³².

FIG. 6.20 Diffusione della procedura di gestione dei reclami per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

³² Cfr. la figura 6.22, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

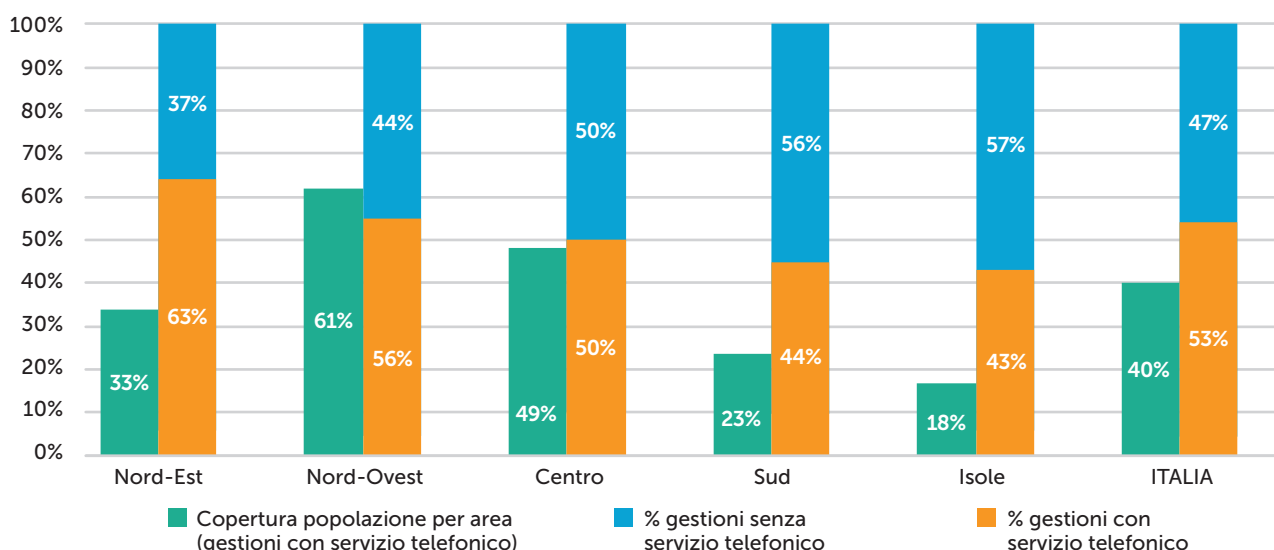
Punti di contatto: sportello fisico e servizio telefonico

Lo sportello fisico e il servizio telefonico rappresentano i più tradizionali canali di comunicazione tra gestore e utente per la presentazione di un reclamo o di una richiesta di informazioni, per segnalare un disservizio e per la rettifica degli importi addebitati. Tuttavia, negli ultimi anni si sta assistendo all'impiego sempre più frequente da parte degli operatori di soluzioni *smart*, come per esempio gli sportelli web – in particolare nelle gestioni di medie e grandi dimensioni –, in grado di erogare le medesime prestazioni dei punti di contatto tradizionali, ma riducendo o addirittura eliminando i tempi di attesa degli utenti.

Dalla raccolta dati emerge una discreta diffusione dei punti di contatto con l'utente per il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, come peraltro riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade³³. Tuttavia, diversamente da tali servizi prevale tra i gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti l'attivazione dello sportello fisico.

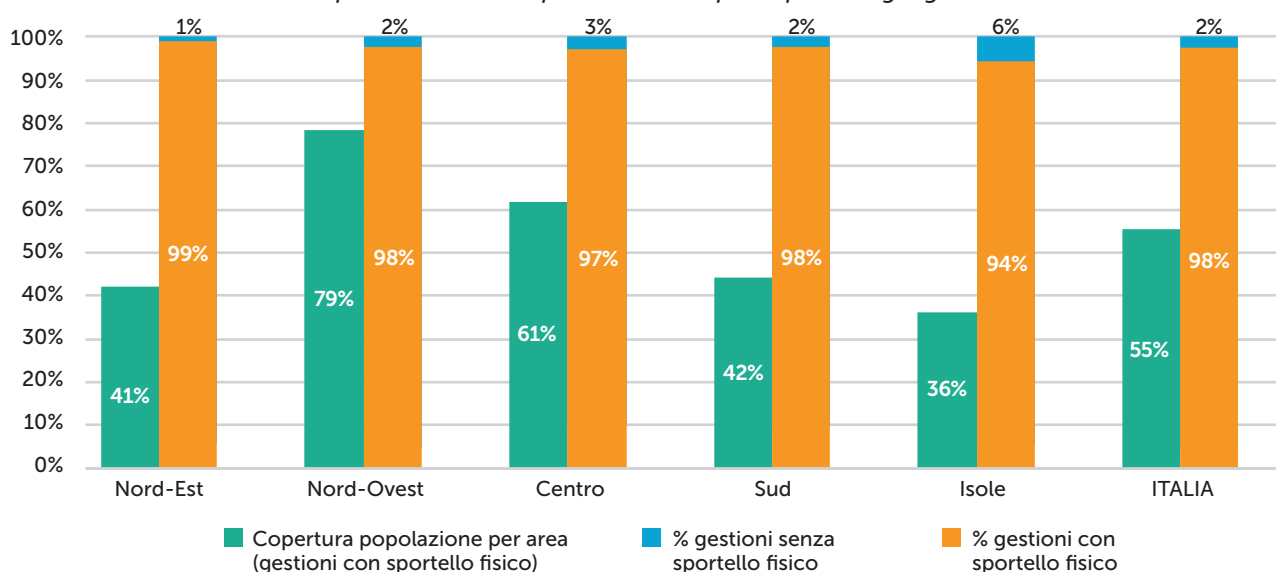
Più in dettaglio, il servizio telefonico risulta adottato nel 53% delle gestioni (vs l'80% delle gestioni relative ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade), corrispondenti al 40% della popolazione nazionale (Fig. 6.21). I valori più elevati si registrano nelle gestioni del Nord Italia (63% nel Nord-Est e 56% nel Nord-Ovest). La rappresentatività in termini di popolazione residente nella rispettiva area geografica risulta maggiore nel Nord-Ovest (61%) e nel Centro del Paese (49%). Prestazioni inferiori e una minore copertura della popolazione interessano invece il Sud Italia, analogamente a quanto riscontrato anche per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade. La raccolta dati evidenzia, altresì, che il servizio telefonico nella maggioranza dei casi coincide con il numero telefonico dell'ufficio tributi del Comune, in qualità di gestore dell'attività.

FIG. 6.21 Diffusione del servizio telefonico e copertura del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

³³ Cfr. le figure 6.23 e 6.24, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

FIG. 6.22 Diffusione dello sportello fisico e copertura del campione per area geografica

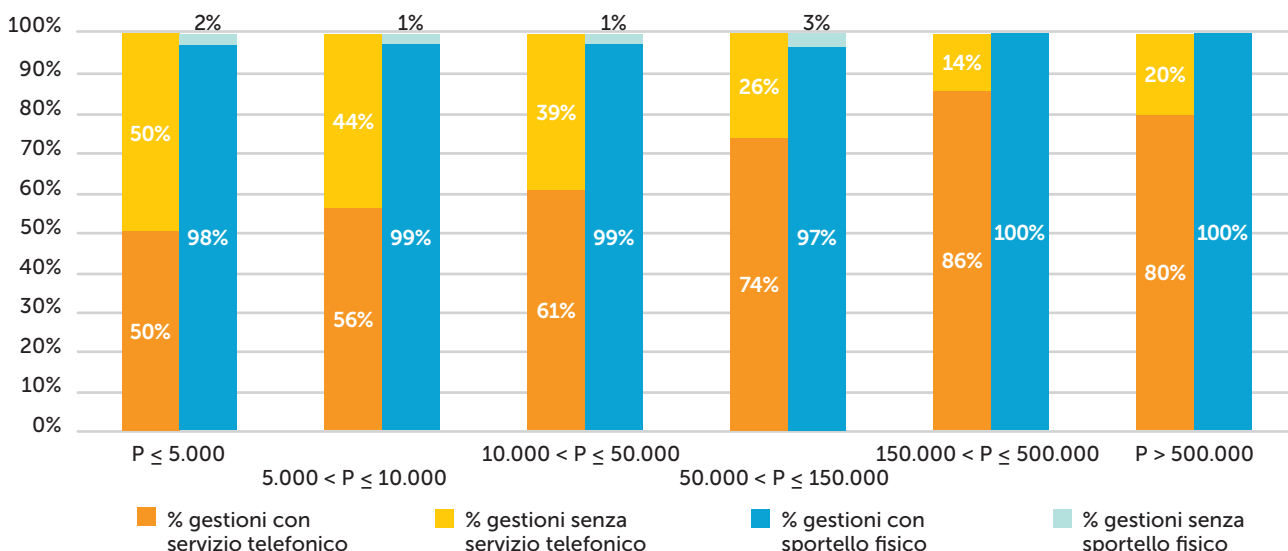
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Il servizio di sportello si presenta come il canale di comunicazione più utilizzato, a cui l'utente può rivolgersi per presentare un reclamo, richiedere informazioni inerenti alla gestione delle tariffe, nonché richiedere rettifiche degli importi versati per il pagamento del servizio (Fig. 6.22). La raccolta dati, infatti, ne ha evidenziato l'elevata diffusione a livello nazionale (98% delle gestioni del *panel*, vs il 57% delle gestioni inerenti ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade). Si ritiene opportuno precisare che lo sportello fisico coincide generalmente con l'ufficio tributi del Comune che individua giorni e fasce orarie di apertura al pubblico.

Inoltre, dall'analisi del campione per area geografica si rileva che la quasi totalità degli abitanti del Nord-Ovest d'Italia (79%) può usufruire di questo strumento di comunicazione; la percentuale si attesta invece intorno al 40% nel Sud del Paese (comprese le Isole), con risultati migliori rispetto a quanto riscontrato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade (13% nel Sud Italia e 18% nelle Isole).

In aggiunta, l'analisi per classe dimensionale delle gestioni conferma la maggiore diffusione dello sportello fisico come canale di comunicazione con gli utenti, con percentuali superiori al 90% anche nelle gestioni più piccole (fino a 5.000 abitanti). Il servizio telefonico, pur risultando in generale meno diffuso dello sportello fisico, presenta in ogni caso una discreta diffusione, con percentuali del 50% anche nei contesti di piccole dimensioni (Fig. 6.23).

FIG. 6.23 Diffusione dei punti di contatto per classe dimensionale delle gestioni

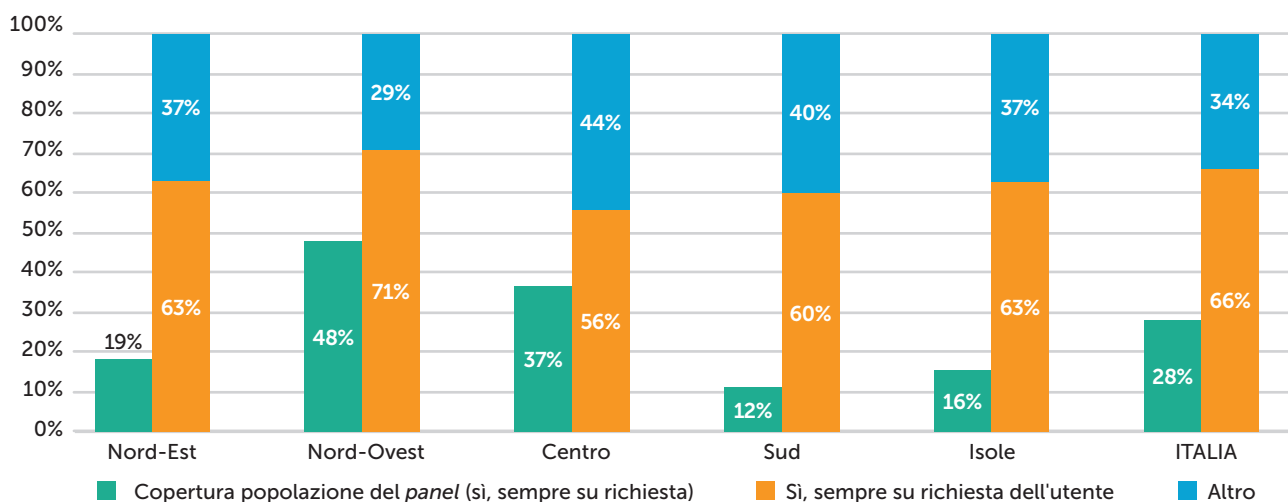


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Gestione delle tariffe: rateizzazione e modalità di pagamento

Dalla raccolta dati in analisi emerge che l'accesso alla rateizzazione dei pagamenti risulta garantito, su richiesta dell'utente, nel 66% delle gestioni del *panel*, equivalenti al 28% della popolazione nazionale. Una percentuale non trascurabile di operatori, invece, come risposta al quesito se venga assicurata la rateizzazione ha indicato "Altro", senza alcuna ulteriore specificazione (Fig. 6.24)³⁴, mentre in nessuna gestione sembra garantita la rateizzazione solo in presenza di conguagli elevati. I valori ottenuti sono in linea con quanto riscontrato (69% delle gestioni)³⁵ dai dati trasmessi dai gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade che al 31 dicembre 2018 svolgevano anche l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (sia in regime di TARI, sia in presenza di tariffa corrispettiva, pari a circa 600 gestioni del *panel*).

FIG. 6.24 Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per area geografica



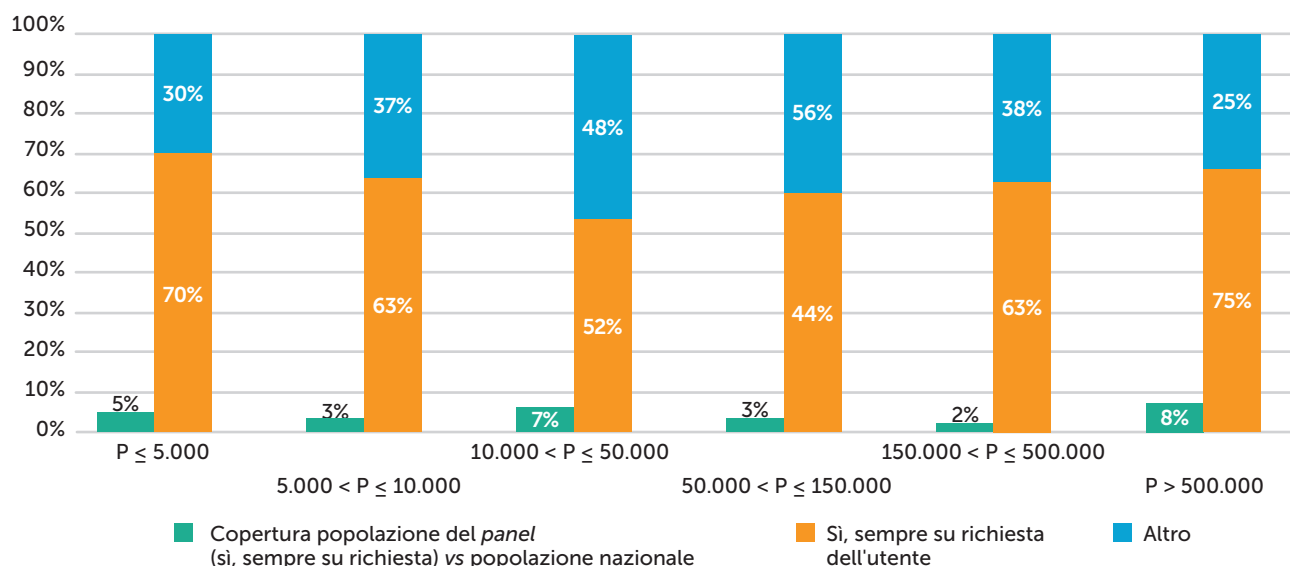
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

³⁴ Occorre precisare che l'art. 1, comma 688, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 (c.d. legge di stabilità 2014) stabilisce che il Comune debba prevedere almeno due rate semestrali per il pagamento della TARI. In tal caso, l'analisi della diffusione dello strumento della rateizzazione si riferisce alla possibilità per l'utente di richiedere la rateizzazione degli importi corrispondenti alla singola rata semestrale.

³⁵ Cfr. la figura 6.26, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale* 2020.

Inoltre, la classe dimensionale della gestione sembrerebbe non influire sull'accesso alla rateizzazione dei pagamenti (Fig. 6.25), che viene garantito nel 70% delle gestioni fino a 5.000 abitanti. Percentuali più basse si registrano, invece, negli ambiti tra 10.000 e 50.000 abitanti (52%) e tra 50.000 e 150.000 abitanti (44%).

FIG. 6.25 Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per classe dimensionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Si rileva, inoltre, la diffusa applicazione di interessi nel caso di rateizzazione degli importi dovuti (57% delle gestioni, equivalenti al 36% della popolazione nazionale), in linea con quanto emerso per i gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade che svolgono anche l'attività di riscossione (55% delle gestioni).

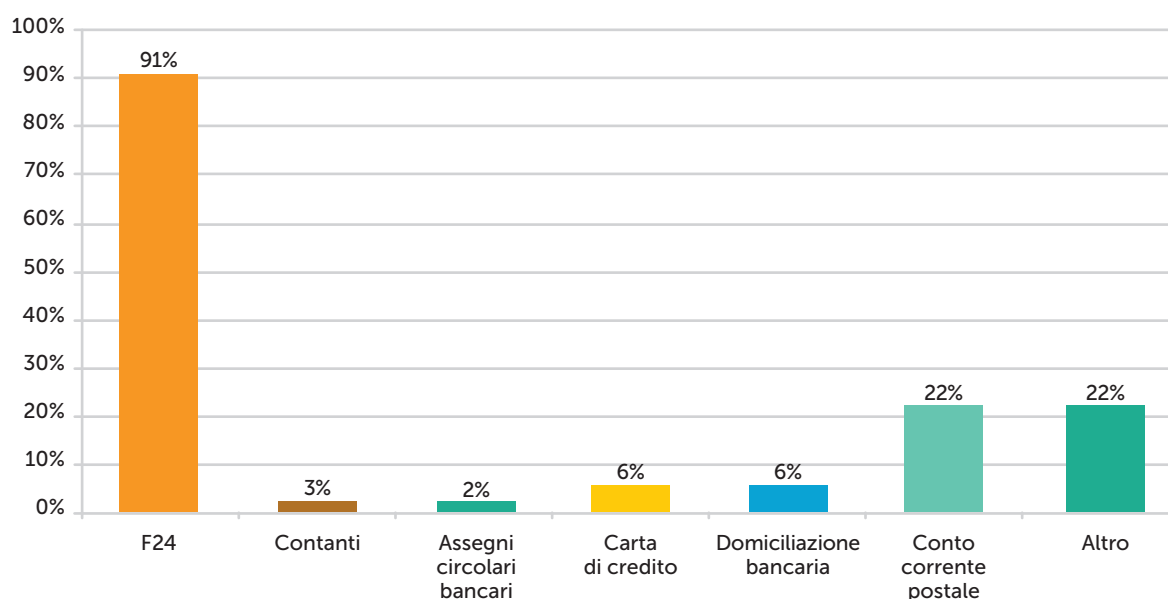
Si riscontra, tra l'altro, che, nel caso di ritardi nel pagamento degli importi dovuti da parte dell'utente, il gestore generalmente applica sanzioni e/o penali (65% delle gestioni, equivalenti al 42% della popolazione nazionale).

Infine, il ricorso alla rateizzazione è ampiamente consentito anche nel caso di morosità su tutto il territorio nazionale, con percentuali pari o superiori all'80% delle gestioni del *panel* della rispettiva area geografica.

Riguardo alle modalità di pagamento garantite all'utente, si precisa che, in generale, questi può scegliere tra diverse opzioni alternative (Fig. 6.26). Con riferimento alla TARI, il legislatore ha previsto una modalità di pagamento interamente gratuita per il contribuente, tramite Modello F24³⁶. Nel *panel* analizzato il Modello F24 risulta, infatti, il più diffuso (91%), seguito dal conto corrente postale (22%). Nella voce "Altro", che rappresenta il 22% del totale, rientrano i pagamenti tramite bonifico bancario e il sistema PagoPA³⁷.

³⁶ Sul tema, l'art. 1, comma 688, della legge n. 147/2013, precisa che "il versamento della TARI ... è effettuato secondo le disposizioni di cui all'articolo 17 del decreto legislativo n. 241 del 1997 [modello F24], ovvero tramite bollettino di conto corrente postale o tramite le altre modalità di pagamento offerte dai servizi elettronici di incasso e di pagamento interbancari e postali ...".

³⁷ Cfr. l'art. 5 del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82. La piattaforma PagoPA è una modalità per eseguire, tramite i Prestatori di servizi di pagamento (PSP) aderenti, i pagamenti verso la pubblica amministrazione in modalità standardizzata.

FIG. 6.26 *Modalità di pagamento garantite*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Indicatori e standard di qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

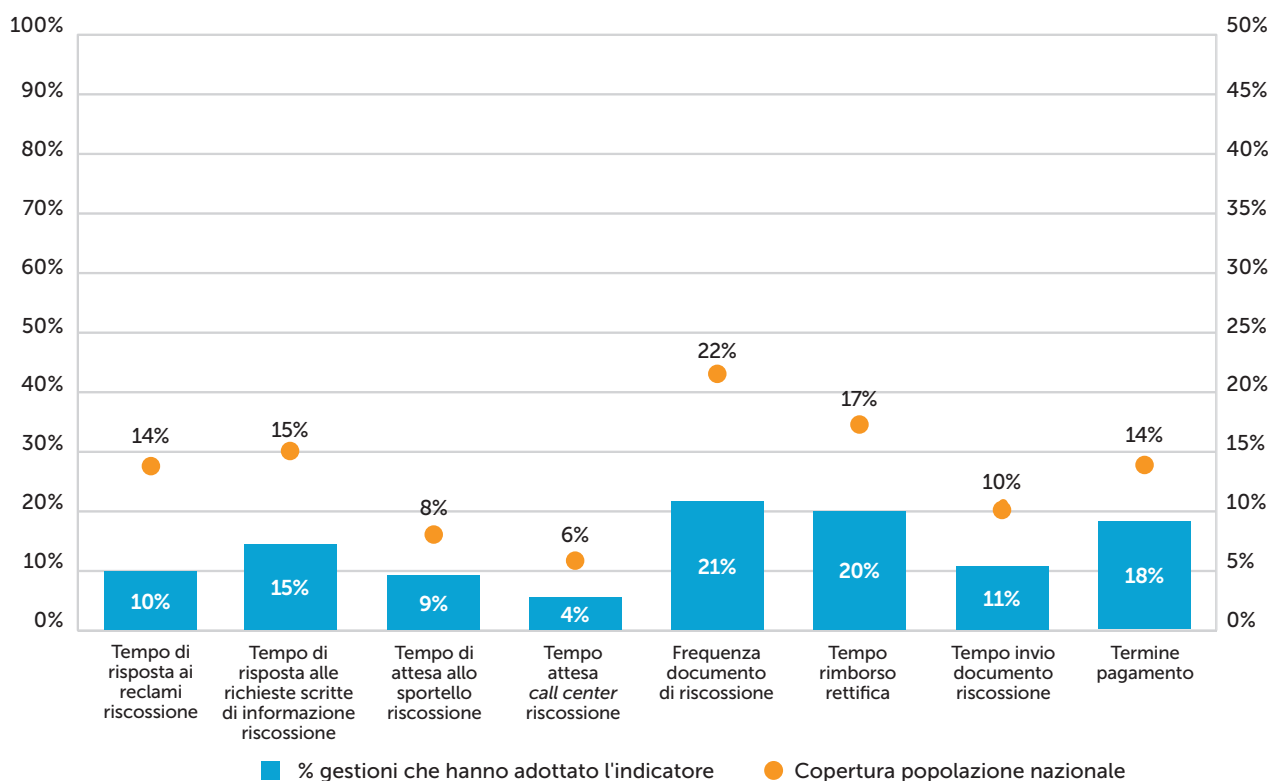
La raccolta dati in analisi, tra gli altri scopi, ha avuto la finalità di verificare la diffusione di un insieme di indicatori di qualità contrattuale inerenti al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, alcuni dei quali già introdotti negli altri settori regolati dall’Autorità (per esempio, il tempo di risposta ai reclami e alle richieste scritte di informazione e i tempi di attesa per i punti di contatto con gli utenti). Più nel dettaglio, la raccolta ricomprendeva i seguenti indicatori:

- “Tempo di risposta ai reclami”: tempo (espresso in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di ricevimento da parte del gestore del reclamo scritto dell’utente e la data di invio all’utente, da parte del gestore, della risposta motivata scritta;
- “Tempo di risposta alle richieste scritte di informazione”: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di ricevimento da parte del gestore della richiesta scritta di informazioni dell’utente e la data di invio al richiedente, da parte del gestore, della risposta motivata scritta;
- “Tempo di attesa al *call center*”: tempo di attesa (in minuti) che l’utente deve attendere al telefono per poter ricevere informazioni o assistenza;
- “Tempo di attesa allo sportello fisico”: tempo (in minuti) intercorrente tra il momento in cui l’utente si presenta allo sportello fisico e il momento in cui viene ricevuto da un operatore;
- “Frequenza del documento di riscossione”: numero di documenti di riscossione inviati all’utente in un anno;
- “Tempo di rimborso/rettifica del documento di riscossione”: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta dell’utente e la data di accredito della somma non dovuta;
- “Tempo per l’invio del documento di riscossione”: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra l’ultimo giorno del periodo di riferimento del documento di riscossione e il giorno della sua emissione;
- “Termine per l’invio del documento di riscossione”: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di emissione e la data di scadenza.

In generale, la raccolta dati ha evidenziato l'esigua diffusione di indicatori di qualità contrattuale nelle gestioni relative al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti. I risultati ottenuti sono inferiori rispetto a quanto rilevato per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, dove la percentuale di adozione per alcuni indicatori supera il 20% ("Tempo di risposta alle richieste scritte di informazione") o addirittura il 30% ("Tempo di risposta ai reclami").

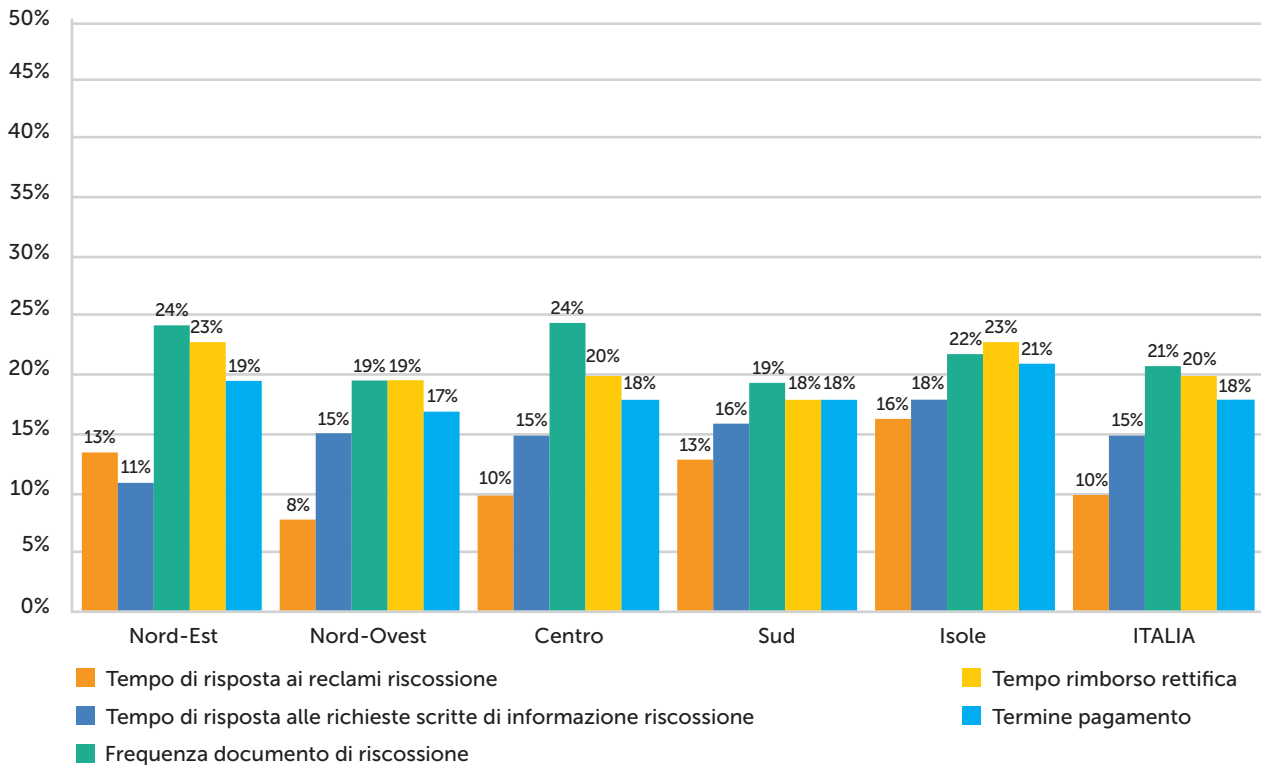
In particolare, solo cinque indicatori sono stati adottati da almeno il 10% delle gestioni inerenti al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (con una rappresentatività della popolazione nazionale superiore al 10%), anche se le percentuali di adozione non superano il 21% (Fig. 6.27). L'indicatore che risulta maggiormente diffuso sul territorio nazionale è la "Frequenza del documento di riscossione". Inoltre, dall'analisi per area geografica non si rilevano significative variazioni nelle percentuali di adozione degli indicatori tra le diverse aree del Paese (Fig. 6.28). Più in dettaglio, per quanto riguarda gli indicatori "Tempo di risposta ai reclami" e "Tempo di risposta alle richieste scritte di informazione", si registrano percentuali di applicazione più basse di quelle riscontrate per i servizi di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade (14% vs 33% per il "Tempo di risposta ai reclami" e 15% vs 24% per il "Tempo di risposta alle richieste scritte di informazione"). Per quanto riguarda gli indicatori relativi ai punti di contatto con l'utente ("Tempo di attesa al *call center*" e "Tempo di attesa allo sportello fisico"), sia per i servizi di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade, sia per la gestione delle tariffe e rapporti con gli utenti, la percentuale di diffusione si attesta al di sotto del 10% delle gestioni del *panel* in entrambe le raccolte dati.

FIG. 6.27 Diffusione degli indicatori e copertura della popolazione nazionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

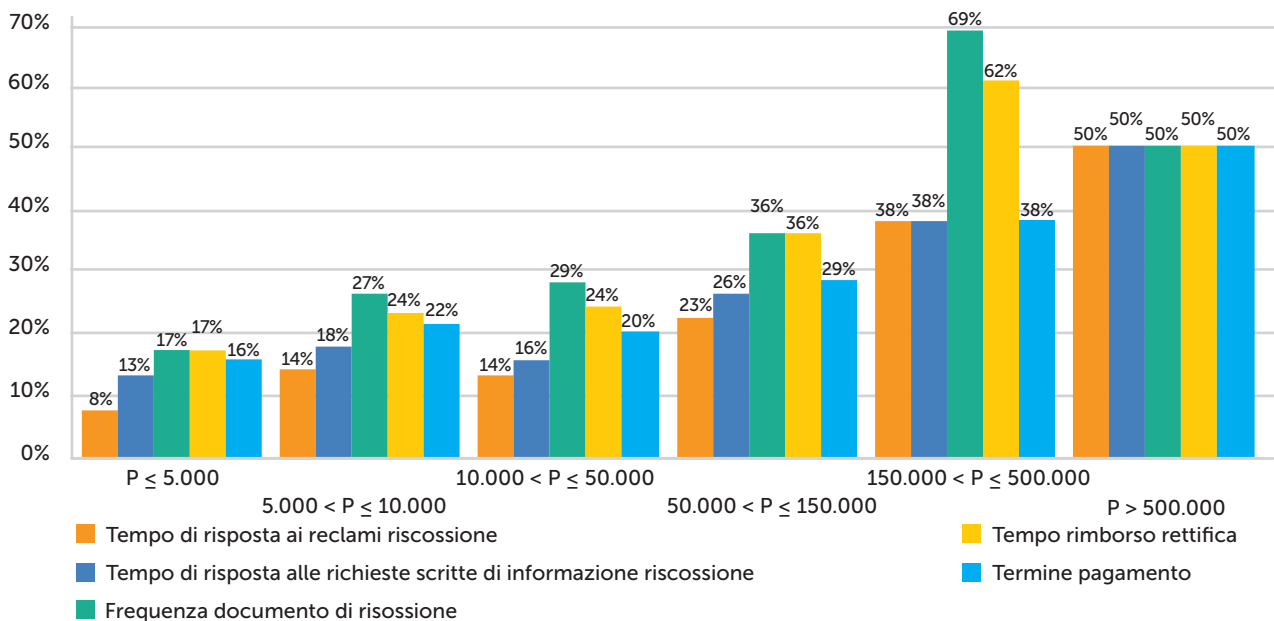
FIG. 6.28 Diffusione per area geografica del set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Rispetto alla dimensione delle gestioni (Fig. 6.29), emerge una differenziazione nei livelli di diffusione degli indicatori. Nello specifico, si registra un'esigua diffusione nelle gestioni che servono fino a 5.000 abitanti; diversamente, nei contesti di più ampie dimensioni (più di 500.000 abitanti), gli indicatori risultano adottati nel 50% dei casi. Tale valore supera invece il 60% per il "Tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni" e il 70% per il "Tempo di risposta ai reclami" per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade³⁸.

FIG. 6.29 Diffusione per classe dimensionale del set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

³⁸ Cfr. la figura 6.32, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

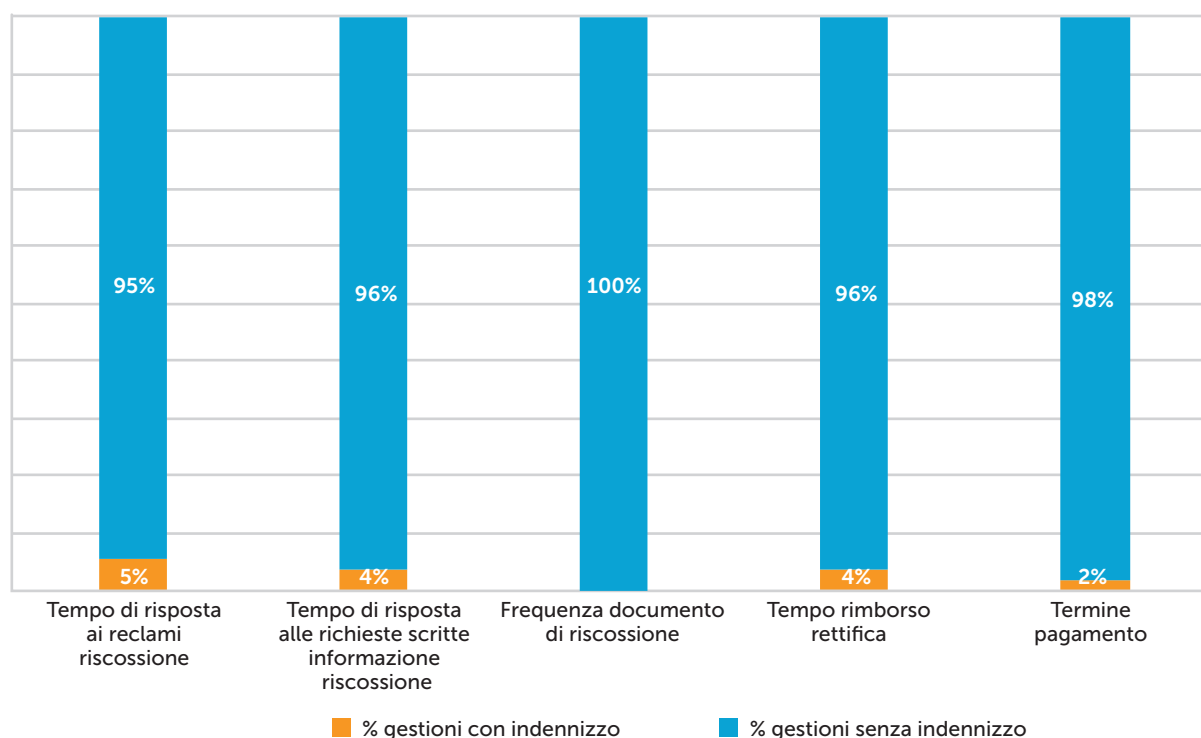
Inoltre, per quanto riguarda la tipologia di standard (specifico o generale)³⁹, la raccolta dati ha evidenziato una maggiore diffusione di standard generali per tutti gli indicatori: per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade prevale l'adozione di standard specifici per l'indicatore "Tempo di risposta ai reclami", mentre per l'indicatore "Tempo di risposta alle richieste scritte di informazione" prevalgono gli standard generali.

Con riferimento ai livelli minimi di qualità garantiti agli utenti, i valori riscontrati risultano disomogenei tra le diverse aree del Paese, ma anche all'interno della stessa area geografica, in particolare laddove non siano disponibili indicazioni a livello nazionale, regionale e/o di Ente di governo dell'ambito.

Indennizzi

La raccolta dati in commento ha evidenziato la scarsa diffusione di meccanismi di indennizzo⁴⁰ a tutela dell'utente. In generale, si rileva una scarsissima diffusione degli indennizzi – applicati in non più del 5% delle gestioni – anche in ragione della prevalente adozione di standard generali (Fig. 6.30). La diffusione degli indennizzi, seppur limitata, presenta invece valori più alti, pari al 14%, per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, con riferimento alle gestioni che hanno adottato l'indicatore "Tempo di risposta ai reclami", tenuto conto anche della prevalenza di standard specifici associati a tale indicatore⁴¹.

FIG. 6.30 Diffusione e copertura della popolazione nazionale per gli indennizzi relativi al set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

³⁹ Gli *standard specifici* sono riferiti a prestazioni da garantire individualmente al singolo utente e sono espressi attraverso soglie massime o minime applicate ai relativi indicatori; gli *standard generali*, invece, riguardano il complesso di prestazioni fornite agli utenti ed espressi in termini di percentuale minima delle prestazioni complessivamente erogate nel rispetto di un determinato livello prestazionale.

⁴⁰ Per indennizzo si intende il risarcimento dovuto dal gestore all'utente in caso di mancato rispetto di uno standard specifico di qualità.

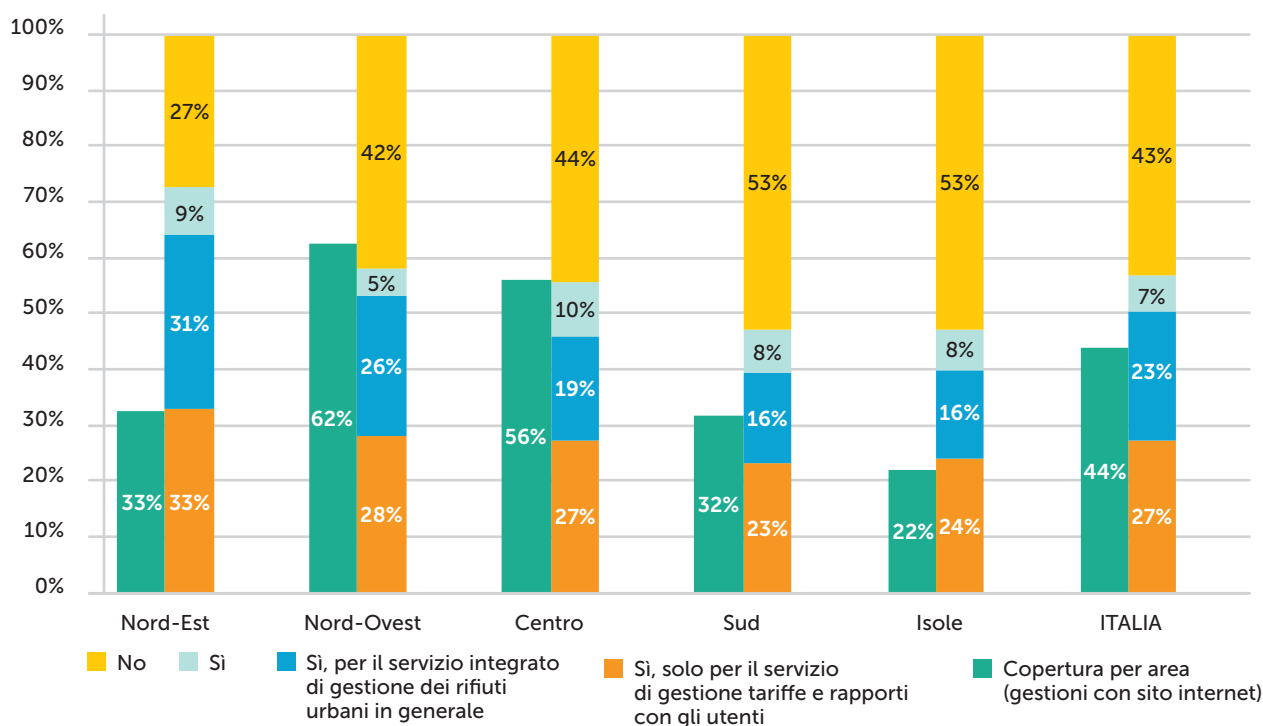
⁴¹ Cfr. la figura 6.33, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

Trasparenza nel servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

Con la delibera 31 ottobre 2019, 444/2019/R/rif, l'Autorità ha definito le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023. Nel provvedimento sono definiti, tra l'altro, gli elementi informativi minimi da rendere disponibili attraverso i siti internet.

La raccolta ha evidenziato che il sito internet inerente al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti risulta adottato nel 57% delle gestioni (44% della popolazione nazionale), con una minore diffusione di tale strumento tra i gestori di tale attività rispetto ai gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade (76% delle gestioni)⁴². Le percentuali più elevate si registrano nel Nord-Est d'Italia (73% delle gestioni, corrispondenti al 91% della popolazione residente in quest'area geografica). Nel Sud del Paese (comprese le Isole) prevale, invece, la mancata attivazione del sito internet (53% delle gestioni). Inoltre, laddove il sito internet è disponibile, in circa il 50% dei casi il contenuto informativo non riporta informazioni complete sui diversi servizi di gestione dei rifiuti, ma è limitato al servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (Fig. 6.31).

FIG. 6.31 Diffusione del sito internet e copertura della popolazione per area geografica

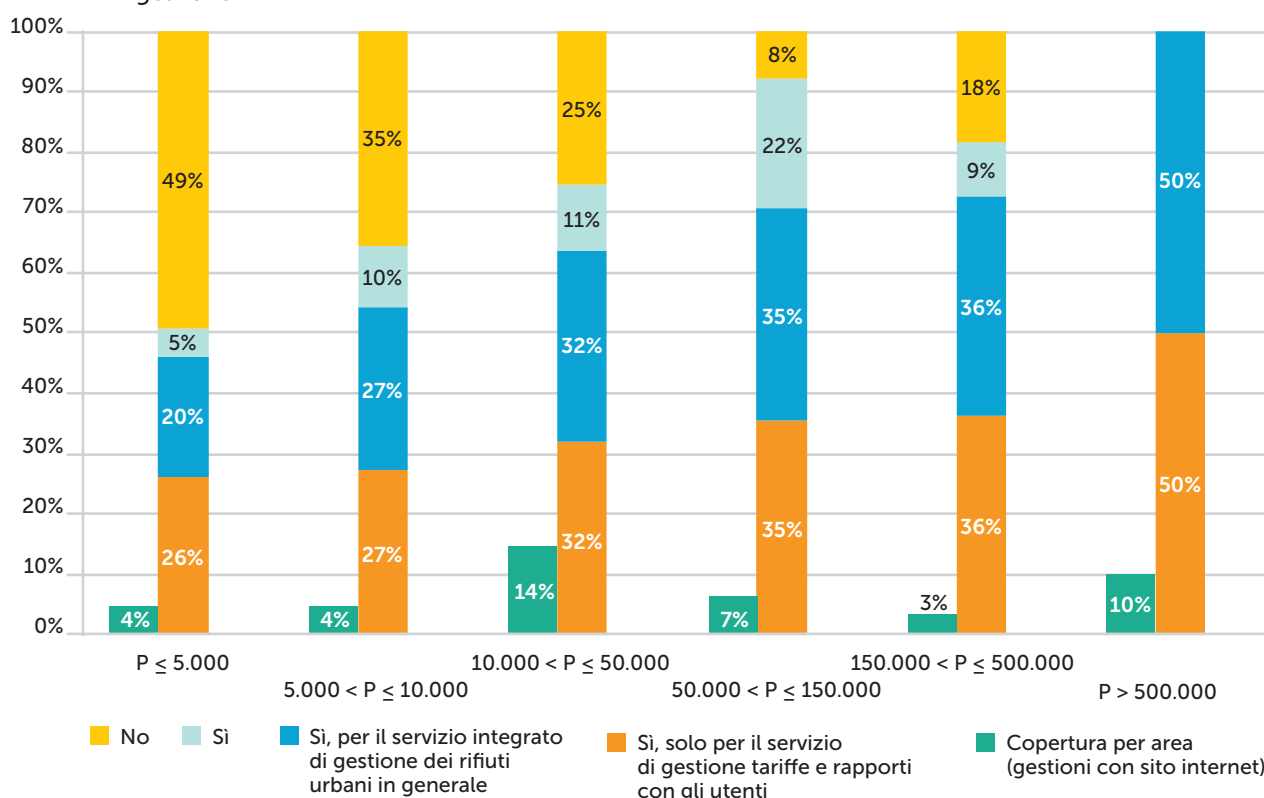


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Come rappresentato nella figura 6.32, la disponibilità del sito internet risulta crescente all'aumentare della dimensione della gestione, con valori pari al 100% negli ambiti con più di 500.000 abitanti, confermando la tendenza già riscontrata per i servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade⁴³. Nelle gestioni più piccole (fino a 5.000 abitanti) il sito internet risulta attivato nel 51% dei casi.

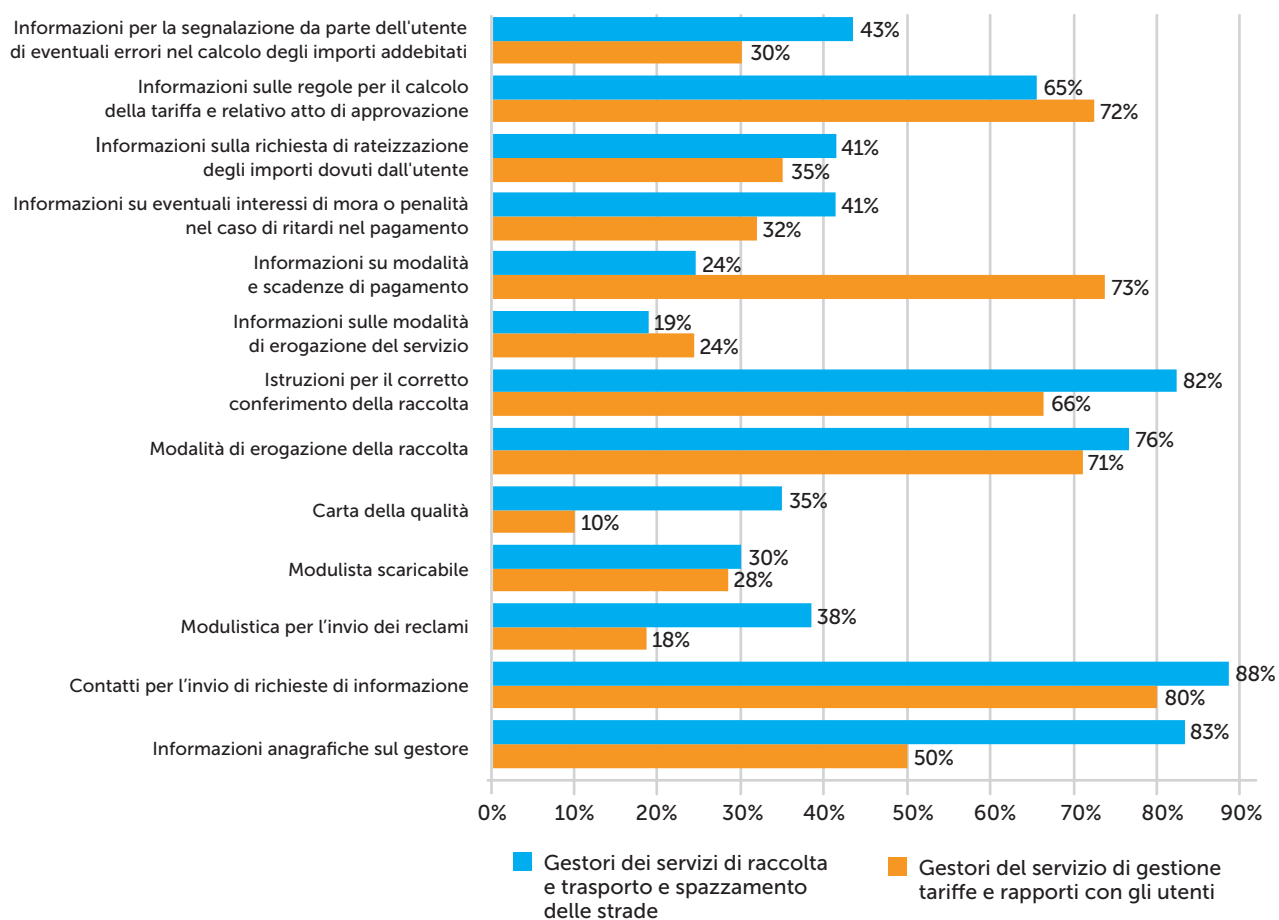
⁴² Cfr. la figura 6.34, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

⁴³ Cfr. la figura 6.35, del Capitolo 6, del Volume 1, della *Relazione Annuale 2020*.

FIG. 6.32 Diffusione dei siti internet e copertura rispetto alla popolazione nazionale per classe dimensionale della gestione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

Per quanto riguarda i contenuti informativi minimi del sito internet (Fig. 6.33), prevale una maggiore diffusione delle informazioni inerenti alla riscossione, quali: regole di calcolo della tariffa (72% delle gestioni); modalità e scadenze di pagamento (73%); istruzioni per il corretto conferimento della raccolta (66%); modalità di erogazione della raccolta (71%); contatti per l'invio di richieste di informazioni (80%); informazioni anagrafiche sul gestore (50%). Invece, solo nel 10% delle gestioni risulta pubblicata la Carta della qualità del servizio. Si evidenzia, inoltre, la limitata pubblicazione delle informazioni riguardanti le modalità di erogazione del servizio (24%) e della modulistica per l'invio dei reclami (18%). In generale, i siti internet dei gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade risultano più completi in termini di informazioni contenute, fatta eccezione per le informazioni sulle regole di calcolo della tariffa e sui relativi atti di approvazione e sulle modalità e scadenze di pagamento, in ragione del fatto che in pochi casi tali gestori svolgono anche il servizio di riscossione. Sul tema della riscossione, è interessante osservare la maggiore diffusione delle informazioni per la segnalazione, da parte dell'utente, di eventuali errori nel calcolo degli importi addebitati sui siti internet dei gestori della raccolta e trasporto e dello spazzamento delle strade – probabilmente nei casi in cui svolgano anche l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti – rispetto ai gestori che svolgono unicamente tale attività (43% vs 30%). Non di minore interesse è il dato inerente alle informazioni sulle modalità di erogazione del servizio che, invece, risultano maggiormente disponibili sui siti internet dei gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (24% vs 19%).

FIG. 6.33 *Disponibilità sui siti internet dei contenuti informativi minimi*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

L'analisi per area geografica conferma la discreta diffusione sul territorio nazionale dei principali contenuti informativi sopra evidenziati. Inoltre, non si rilevano significative differenze tra le diverse aree. Al riguardo, nelle gestioni del Sud (comprese le Isole) i valori riscontrati sono tendenzialmente in linea con il resto del Paese (Tav. 6.10).

Dall'elaborazione dei dati per classe dimensionale della gestione (Tav. 6.11), si osserva che gli ambiti territoriali più piccoli registrano risultati inferiori, pur assicurando una discreta reperibilità delle principali informazioni. Per quanto riguarda i siti internet delle gestioni di elevate dimensioni (più di 500.000 abitanti), si rileva una più ampia disponibilità di contenuti informativi.

TAV. 6.10 *Disponibilità dei contenuti informativi minimi sui siti internet per area geografica*

CONTENUTI INFORMATIVI	NORD-EST	NORD- OVEST	CENTRO	SUD	ISOLE
Informazioni anagrafiche sul gestore	56%	49%	56%	45%	42%
Contatti per l'invio di richieste di informazione	82%	83%	81%	71%	68%
Modulistica per l'invio dei reclami	17%	17%	23%	19%	20%
Modulistica scaricabile	27%	29%	33%	21%	23%
Carta della qualità	13%	9%	15%	12%	4%
Modalità di erogazione della raccolta	67%	72%	64%	75%	72%
Istruzioni per il corretto conferimento della raccolta	68%	65%	61%	68%	68%
Informazioni sulle modalità di erogazione del servizio	15%	24%	24%	35%	20%
Informazioni sulle modalità e le scadenze di pagamento	77%	76%	73%	62%	64%
Informazioni sugli eventuali interessi di mora o penalità nel caso di ritardi nel pagamento	35%	32%	29%	27%	30%
Informazioni sulla richiesta di rateizzazione degli importi dovuti dall'utente	40%	30%	39%	30%	33%
Informazioni sulle regole per il calcolo della tariffa e relativo atto di approvazione	80%	72%	75%	64%	68%
Informazioni per la segnalazione da parte dell'utente di eventuali errori nel calcolo degli importi addebitati	37%	27%	32%	30%	36%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

TAV. 6.11 *Disponibilità di contenuti informativi minimi sui siti internet per classe dimensionale della gestione*

CONTENUTI INFORMATIVI	P ≤ 5.000	5.000 < P ≤ 10.000	10.000 < P ≤ 50.000	50.000 < P ≤ 150.000	P > 150.000 P ≤ 500.000	P > 500.000
Informazioni anagrafiche sul gestore	44%	58%	65%	61%	42%	50%
Contatti per l'invio di richieste di informazione	78%	84%	87%	85%	92%	75%
Modulistica per l'invio dei reclami	15%	19%	32%	41%	58%	75%
Modulistica scaricabile	25%	30%	39%	42%	55%	75%
Carta della qualità	7%	13%	20%	20%	27%	75%
Modalità di erogazione della raccolta	66%	82%	83%	68%	64%	50%
Istruzioni per il corretto conferimento della raccolta	61%	76%	81%	63%	55%	50%
Informazioni sulle modalità di erogazione del servizio	19%	33%	42%	32%	33%	50%
Informazioni sulle modalità e le scadenze di pagamento	68%	82%	83%	86%	89%	100%
Informazioni sugli eventuali interessi di mora o penalità nel caso di ritardi nel pagamento	28%	36%	40%	49%	44%	100%
Informazioni sulla richiesta di rateizzazione degli importi dovuti dall'utente	26%	40%	53%	63%	78%	100%
Informazioni sulle regole per il calcolo della tariffa e relativo atto di approvazione	68%	79%	81%	80%	56%	100%
Informazioni per la segnalazione da parte dell'utente di eventuali errori nel calcolo degli importi addebitati	24%	37%	49%	69%	88%	100%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati ai sensi della determina 4/2019 – DRIF.

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



