



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**ATTIVITÀ
SVOLTA**

2023

VOLUME 2



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**ATTIVITÀ
SVOLTA**

2023

VOLUME 2

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 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 15

Evoluzione della legislazione europea

» 16

- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

» 16

- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

» 20

Evoluzione della legislazione italiana

» 24

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 47

Coordinamento internazionale

» 48

- Attività europee nei settori dell'energia

» 48

- Attività europee nei settori dell'ambiente

» 50

- Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

» 53

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

» 58

- Segnalazioni

» 58

- Audizioni presso il Parlamento

» 60

- Pareri e proposte al Governo

» 83

- Rapporti con altre istituzioni ed enti

» 86

Accountability, trasparenza e anticorruzione

» 90

Quadro strategico 2022-2025

» 93

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 97

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

» 98

- Servizio di dispacciamento

» 98

- Servizio di trasporto, distribuzione e misura

» 107

- Piani di investimento per distribuzione e misura

» 112

- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

» 114

- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

» 126

- Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

» 126

- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

» 134

- Oneri generali di sistema per il settore elettrico

» 143

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

» 155

Tutela dell'ambiente e innovazione

» 158

- Iniziative a sostegno della transizione energetica

» 158

- Progetti pilota e sperimentazioni

» 162

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale

pag. 165

Regolazione delle reti e del sistema gas	» 166
• Servizi di bilanciamento	» 166
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 168
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 177
• Misure per la sicurezza del sistema	» 177
• Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura	» 178
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	» 181
• Oneri generali di sistema per il settore gas	» 188
Piani decennali di sviluppo delle reti	» 190
Progetti pilota e sperimentazioni	» 192
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 193

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale**nell'energia elettrica e nel gas** • Settoriale

» 199

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)	» 200
Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)	» 204
Regolazione dell'<i>unbundling</i>	» 205

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale

» 209

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 210
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 210
• Collaborazione con altre istituzioni	» 212
Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti nel servizio idrico integrato	» 215
• Approvazione degli specifici schemi regolatori ai sensi del Metodo tariffario idrico (MTI-3)	» 215
• Regolazione tariffaria per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	» 217
Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche	» 222
• Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza	» 222
• Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"	» 224
• Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza	» 226
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 227
• Qualità tecnica	» 227
• Qualità contrattuale	» 230
• Misura	» 233

Capitolo 7

Regolazione nel settore del telecalore • Settoriale pag. 235

Metodo tariffario transitorio	» 236
Qualità tecnica	» 237
Trasparenza	» 238
Valutazione delle istanze di esclusione	» 240
Monitoraggio delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione	» 241

Capitolo 8

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani • Settoriale » 243

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 244
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 244
• Collaborazione con altre istituzioni	» 245
Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti	» 249
• Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)	» 249
• Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025	» 256
• Sistemi di perequazione	» 257
Qualità del servizio	» 258
• Indicatori sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani	» 258
Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori	» 261
• Schema tipo di contratto di servizio	» 261
• Schema tipo di bando di gara	» 263

Capitolo 9

Mercati retail • Intersettoriale » 265

Servizi di tutela e di ultima istanza	» 266
• Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza	» 266
• Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e <i>default</i>	» 276
Strumenti a disposizione dei clienti finali	» 283
• Portale Offerte luce e gas	» 283
• Offerte PLACET	» 287
• Portale Consumi	» 288
• Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo	» 289
• Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale	» 290
• Aggiornamento della Bolletta 2.0	» 292
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas	» 294
• Elenco dei venditori di energia elettrica	» 295
Regolazione del mercato elettrico e del gas	» 296

• Morosità e disciplina del sistema indennitario	pag. 296
• Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema	» 299
• Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas	» 299
• Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas	» 300
• Identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas	» 301
• Procedura di <i>switching</i> in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell'energia elettrica	» 302
Sistema informativo integrato (SII)	» 303
• Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche	» 303
Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 304
• Revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario in acconto	» 304
• Determinazione del contributo tariffario	» 305
• Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico	» 305
Monitoraggio retail	» 306
• Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e gas	» 309

Capitolo 10

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 315

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali	» 316
• Reclami e prestazioni di qualità commerciale	» 318
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 323
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 330
• Procedure speciali risolutive	» 339
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 341
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 347
Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 353
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 367
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 368

Capitolo 11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso • Intersettoriale » 371

Indagini, vigilanza e controllo	» 372
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 388
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 397
• Settore elettrico	» 399
• Settore gas	» 407
Contenzioso	» 409

Capitolo 12

**Attuazione della regolazione, comunicazione,
organizzazione e risorse** • Intersettoriale

pag. 419

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2023	» 420
Comunicazione	» 426
Risorse umane	» 435
Gestione economico-finanziaria	» 436
Raccolte dati e strumenti informatici	» 438

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Interventi ammessi al meccanismo incentivante ai sensi della delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel	pag. 128
TAV. 3.2	Acquisizione di porzioni della rete di trasmissione nazionale nel periodo 2020-2023 e relativi premi	» 129
TAV. 3.3	Oneri generali ^(A)	» 144
TAV. 3.4	Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento A_{ESOS} (della componente $A_{SOS'}$) a copertura delle medesime agevolazioni	» 144
TAV. 3.5	Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)	» 145
TAV. 3.6	Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 145
TAV. 3.7	Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro	» 146
TAV. 3.8	Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto $A_{SOS'}$ in milioni di euro	» 149
TAV. 3.9	Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2023	» 151
TAV. 3.10	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla Asos nel 2021	» 151
TAV. 3.11	Proposte formulate nel documento 540/2023/R/eel	» 161
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 195
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 204
TAV. 8.1	Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025	» 251
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione	» 251
TAV. 8.3	Applicazione degli obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani	» 261
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 271
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 274
TAV. 9.3	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e valore del prezzo di aggiudicazione	» 275
TAV. 9.4	Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β	» 282
TAV. 9.5	Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc	» 282
TAV. 9.6	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 288
TAV. 9.7	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti <i>switching</i> hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	» 297
TAV. 9.8	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2023)	» 311
TAV. 10.1	Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2023)	» 316
TAV. 10.2	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2023 (valori %)	» 322
TAV. 10.3	Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2023)	» 323
TAV. 10.4	Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2023)	» 324
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2023)	» 324
TAV. 10.6	Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2023)	» 325

TAV. 10.7	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2023)	pag. 326
TAV. 10.8	Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il <i>call center</i> dello Sportello (2023)	» 326
TAV. 10.9	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2023)	» 329
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2023)	» 341
TAV. 10.11	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2024	» 342
TAV. 10.12	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2023)	» 345
TAV. 10.13	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico – (2023)	» 348
TAV. 10.14	Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2023	» 355
TAV. 10.15	Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2019-2023)	» 357
TAV. 10.16	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica ^(A) (2023)	» 361
TAV. 10.17	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023	» 362
TAV. 10.18	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023	» 362
TAV. 10.19	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2023	» 363
TAV. 10.20	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2023	» 363
TAV. 10.21	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2018-2023)	» 365
TAV. 10.22	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2022 e 2023)	» 365
TAV. 10.23	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2023)	» 366
TAV. 10.24	Ammontare del contributo <i>una tantum</i> per i clienti in condizione di disagio fisico (€/punto di prelievo) di cui al DPCM 15 marzo 2023	» 367
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 373
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 374
TAV. 11.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività (novembre-dicembre 2023)	» 376
TAV.11.4	Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di erogazione del bonus sociale elettrico (dicembre 2023)	» 377
TAV. 11.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-dicembre 2023)	» 378
TAV. 11.6	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-ottobre 2023)	» 380
TAV. 11.7	Verifica ispettiva nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio (ottobre 2023)	» 381
TAV. 11.8	Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (marzo-giugno 2023)	» 382
TAV. 11.9	Provvedimenti prescrittivi 2023	» 395
TAV. 11.10	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 11.11	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 11.12	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2023 (gennaio-dicembre)	» 421
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentoale per l'anno 2023	» 424

TAV. 12.3	Provvedimenti dell’Autorità adottati negli anni 2022 e 2023, suddivisi per macro-aree di intervento	pag. 425
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell’Autorità in servizio al 31 dicembre 2023	» 435
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2023 per tipo di contratto e qualifica	» 435
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2023	» 436
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 437

Indice delle figure

FIG. 9.1	Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre 2023	pag. 282
FIG. 9.2	Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2023	» 282
FIG. 9.3	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale, settore e struttura di prezzo	» 284
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 296
FIG. 9.5	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 296
FIG. 9.6	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2013-2023)	» 308
FIG. 10.1	Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2023)	» 323
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2023)	» 325
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2023)	» 326
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2023)	» 327
FIG. 10.5	Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2023)	» 329
FIG. 10.6	Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione (2023)	» 330
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2023)	» 330
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2023)	» 331
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2023)	» 332
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2023)	» 333
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2023)	» 333
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2023)	» 334
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2023)	» 335
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2023)	» 335
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2023)	» 336
FIG. 10.16	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2023)	» 336
FIG. 10.17	Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2023)	» 337
FIG. 10.18	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2023)	» 338
FIG. 10.19	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2023)	» 342
FIG. 10.20	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici (2023)	» 343
FIG. 10.21	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2023)	» 343
FIG. 10.22	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2023)	» 344
FIG. 10.23	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2023)	» 344
FIG. 10.24	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2023)	» 345

FIG. 10.25	<i>Trend</i> relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2023)	pag. 348
FIG. 10.26	Focus tipologia di utenti finali dei reclami (2023)	» 348
FIG. 10.27	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2023)	» 349
FIG. 10.28	Focus sui gestori del settore rifiuti – Carta dei servizi (aggiornamento 2023)	» 351
FIG. 10.29	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)	» 356
FIG. 10.30	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)	» 356
FIG. 10.31	Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2023)	» 358
FIG. 10.32	Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2023)	» 358
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati ^(A)	» 383
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 384
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività al 31 dicembre 2023	» 384
FIG. 11.4	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2023	» 387
FIG. 11.5	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2023	» 388
FIG. 11.6	Reclami presentati dagli operatori (2012-2023)	» 395
FIG. 11.7	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2023)	» 396
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2023	» 422



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Misure emergenziali per fare fronte alla crisi energetica

Conclusasi la fase acuta della crisi energetica, l'anno 2023 è stato caratterizzato dall'attuazione delle misure di emergenza varate nel corso del 2022. Fin dalle prime manifestazioni dell'aumento dei prezzi dell'energia, la Commissione europea ha proposto una serie di misure legislative per mitigare l'impatto degli alti prezzi su famiglie ed imprese e preservare al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, limitando la dipendenza dal gas russo. Tali misure, illustrate in dettaglio nella Relazione 2023 pubblicata l'11 luglio 2023 e in larga misura contenute nella strategia *REPowerEU* (comunicazione COM(2022) 230) orientata prevalentemente a ridurre la dipendenza dalle importazioni russe, si sono sostanziate nella previsione di assicurare il riempimento degli stoccaggi di gas; ridurre la domanda di gas e di energia elettrica; aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; favorire gli acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e rafforzare gli strumenti di solidarietà tra Stati membri in caso di emergenza; contenere gli aumenti del prezzo del gas entro determinate soglie.

Ad eccezione del regolamento (UE) n. 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) n. 1938/2017 e (CE) n. 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas approvato con procedura legislativa ordinaria e che fissa obblighi di riempimento degli stoccaggi di gas, i rimanenti regolamenti emergenziali sui temi sopra elencati sono stati adottati dal Consiglio ai sensi dell'art. 122 TFUE che prevede che il Consiglio possa legiferare, su proposta della Commissione, su misure adeguate alla situazione economica qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento, in particolare nel settore dell'energia. Dato il loro carattere emergenziale, il periodo di validità dei regolamenti è stato limitato nel tempo.

Alla luce del protrarsi della situazione di volatilità dei mercati energetici e in considerazione della persistente situazione di rischio per gli approvvigionamenti nei mercati europei con conseguenze negative sui prezzi del gas che, pur inferiori al picco registrato nell'estate 2022, rimanevano ad un livello superiore rispetto ai livelli pre-crisi, a dicembre 2023 il Consiglio ha conseguito un accordo politico per l'estensione della validità di alcuni dei regolamenti emergenziali e conseguentemente sono stati adottati il regolamento (UE) n. 2919/2023 del Consiglio che proroga sino al 31 dicembre 2024 il regolamento (UE) n. 2576/2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas; il regolamento (UE) n. 223/2024 del Consiglio che proroga sino al 30 giugno 2024 il regolamento (UE) n. 2577/2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili ed il regolamento (UE) n. 2920/2023 del Consiglio che proroga sino al 31 gennaio 2025 il regolamento (UE) 2578/2022 che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati.

Nel corso del 2023 è stato inoltre adottato il regolamento (UE) n. 706/2023 che estende di un anno il periodo di validità del regolamento (UE) n. 1369/2022 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas. La misura prevede di mantenere per un periodo di 12 mesi, sino a fine marzo

2024, le misure di riduzione del 15% della domanda di gas per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti, al fine di garantire il rispetto dell'obiettivo di riempimento degli stoccaggi del 90% stabilito dal regolamento (UE) n. 1938/2017, e prevenire possibili deficit di approvvigionamento nell'inverno 2023/2024.

Pacchetto "Fit for 55", pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas e riforma del mercato dell'elettricità

Il 2023 ha visto la conclusione dei negoziati tra le Istituzioni europee avviati nel corso del 2022 sul pacchetto di proposte presentato dalla Commissione europea a luglio del 2021 nel contesto del c.d. "Fit for 55". I contenuti delle proposte legislative sono stati descritti nel dettaglio nella *Relazione Annuale 2022*, pubblicata il 15 luglio 2022. Nel corso del 2023 si sono conclusi i negoziati e sono stati pubblicati in Gazzetta Ufficiale i seguenti atti normativi.

Direttiva (UE) 2413/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2001/2018, il regolamento (UE) n. 1999/2018 e la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 652/2015 del Consiglio (c.d. REDIII)

La direttiva è entrata in vigore il 20 novembre 2023 e prevede un periodo di 18 mesi per recepire nel diritto nazionale la maggior parte delle disposizioni, con una scadenza più breve, ovvero luglio 2024, per alcune disposizioni relative alle procedure di autorizzazione per la realizzazione di impianti da fonte rinnovabile. La direttiva fissa un obiettivo complessivo di energia rinnovabile di almeno il 42,5%, vincolante a livello UE entro il 2030, puntando a raggiungere il 45%. Essa introduce obiettivi specifici nei settori dei trasporti, dell'industria, degli edifici, del teleriscaldamento e teleraffrescamento, con l'obiettivo di accelerare l'integrazione delle energie rinnovabili in quei settori dove questa è più lenta. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, gli Stati membri avranno la possibilità di scegliere un obiettivo vincolante di riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra pari al 14,5% ovvero una quota vincolante pari ad almeno il 29% di energia rinnovabile nel consumo finale di energia entro il 2030. È altresì previsto un sotto-obiettivo pari al 5,5% di utilizzo di biocarburanti avanzati e per i combustibili rinnovabili di origine non-biologica (principalmente idrogeno da origine rinnovabile e combustibili sintetici a base di idrogeno) nel settore dei trasporti ed un obiettivo di incremento dell'1,6% dell'uso di energia rinnovabile nell'industria. Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento aumenteranno gradualmente, con un incremento vincolante dello 0,8% annuo a livello nazionale fino al 2026 e dell'1,1% dal 2026 al 2030.

Direttiva (UE) 1791/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) n. 955/2023 (rifusione)

La direttiva, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 20 settembre 2023, aumenta l'ambizione dell'Unione europea in materia di efficienza energetica stabilendo un obiettivo vincolante a livello EU dell'11,7% entro il 2030 rispetto allo scenario di riferimento del 2020. Essa inoltre introduce, conferendogli valore giuridico, il principio di "efficienza energetica innanzitutto (*energy efficiency first*)" declinato come obbligo di considerare misure di efficienza energetica nelle politiche pertinenti e nelle principali decisioni di investimento nei settori energetico e non energetico. Agli Stati membri sono altresì demandati la fissazione di un contributo nazionale indicativo sulla base delle circostanze nazionali ai fini del conseguimento dell'obiettivo europeo e un obbligo annuale di incremento

di risparmio energetico dallo 0,8% all'1,3% (per il periodo 2024-2025), poi all'1,5% (2026-2027) e infine all'1,9% dal 2028 in poi. Gli Stati membri provvedono altresì che le autorità regionali e locali, con popolazione complessiva superiore a 45.000 abitanti, elaborino dei piani locali per il riscaldamento e raffrescamento.

Regolamento (UE) n. 1804/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che abroga la direttiva 2014/94/UE (c.d. regolamento AFIR)

Il regolamento si pone l'obiettivo di sostenere la diffusione di un'infrastruttura di ricarica elettrica e rifornimento per i combustibili alternativi in sostituzione di quelli fossili nel settore dei trasporti stradali, dell'aviazione e del trasporto per vie navigabili. Le disposizioni sono intese a conseguire gli obiettivi di: garantire lo sviluppo di una rete infrastrutturale per la ricarica o il rifornimento di veicoli stradali e navi con combustibili alternativi; prevedere alternative all'uso dei motori alimentati da combustibili fossili per le navi ormeggiate e gli aeromobili in stazionamento, assicurare la piena interoperabilità dell'infrastruttura e favorire il ruolo della mobilità elettrica nel mercato energetico, inclusa la partecipazione nel mercato del bilanciamento attraverso una valutazione del regolatore nazionale. Le nuove norme si applicheranno a decorrere da sei mesi successivi all'entrata in vigore del regolamento.

Nel corso del 2023 è stato altresì raggiunto un accordo preliminare sulla proposta di revisione della direttiva 2010/31/EU sulla prestazione energetica degli edifici presentata dalla Commissione a dicembre 2021. La revisione della direttiva introduce una serie di misure volte a migliorare l'efficienza energetica degli edifici, con particolare attenzione agli edifici con prestazioni peggiori. Viene a tal fine introdotta una traiettoria nazionale per la riduzione del consumo medio di energia primaria degli edifici residenziali entro il 2030 ed il 2035 attraverso norme minime di prestazione energetica. Gli Stati membri avranno la possibilità di esentare da tali obblighi determinate categorie di edifici residenziali e non residenziali.

Con l'accordo preliminare inter-istituzionale raggiunto nel mese di dicembre 2023 si è conclusa la fase negoziale sulle proposte di revisione della direttiva 2009/73/CE e del regolamento (CE) n. 715/2009 denominate "Pacchetto per la decarbonizzazione dei mercati del gas" presentato dalla Commissione europea nel dicembre 2021. Le proposte legislative si collocano nel contesto delle misure varate dalla Commissione inerenti al *Green Deal* europeo per rendere le politiche dell'Unione europea in materia di clima, energia, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il pacchetto legislativo interviene in particolare nel definire un quadro di regole mutuandole da quelle già esistenti per il gas naturale per lo sviluppo del nascente mercato dell'idrogeno attraverso lo sviluppo di una infrastruttura dedicata e la promozione della produzione di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Quanto al settore del gas naturale, il pacchetto interviene prevalentemente nel settore *retail* introducendo regole volte alla difesa e *empowerment* dei consumatori rispecchiando quelle per il settore dell'energia elettrica della direttiva 944/2019/UE. Inoltre, il pacchetto di misure introduce nella legislazione ordinaria parte delle misure emergenziali volte a rafforzare la sicurezza delle forniture quali l'aggregazione della domanda e gli acquisti congiunti di gas e le misure di solidarietà tra Stati membri in caso di crisi di approvvigionamento. Più nel dettaglio, la nuova normativa di settore pone le condizioni regolatorie, prevedendo un periodo transitorio fino al 2033, per la creazione del mercato dell'idrogeno e lo sviluppo di infrastrutture dedicate reti, terminali e stoccaggi attraverso la regolazione dell'accesso a parti terze, di separazione proprietaria, criteri tariffari e in materia di ricavi riconosciuti; per la promozione dell'accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nelle reti del gas si propone l'eliminazione di tariffe

transfrontaliere ai punti di interconnessione e sconti tariffari per la loro iniezione in rete. Infine, per agevolare il coordinamento degli interventi di *re-purposing* delle reti esistenti il pacchetto prevede la pianificazione integrata delle reti di trasporto dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno in un'ottica di maggiore integrazione settoriale e in considerazione di scenari futuri di riduzione della domanda di gas. In tale contesto, il regolatore nazionale per l'energia viene individuato quale autorità di regolazione per l'idrogeno e ad esso sono attribuite le competenze per la definizione dell'assetto regolatorio per lo sviluppo del relativo mercato, in particolare per ciò che riguarda la regolazione e l'accesso alle infrastrutture, la certificazione in materia di separazione proprietaria, la determinazione dei ricavi degli operatori di rete e la pianificazione delle infrastrutture.

Nel corso del 2023 si è altresì sancito l'accordo interistituzionale in merito alla proposta di regolamento sulle emissioni di metano del settore dell'energia, presentata dalla Commissione nell'ambito del pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas e nel contesto delle misure per dare attuazione al *Green Deal* europeo al fine di conseguire la neutralità climatica al 2050. Il regolamento ha l'obiettivo di definire norme europee riguardo: i) la misurazione, la verifica e la comunicazione delle emissioni di metano; ii) l'abbattimento di tali emissioni; iii) la trasparenza sulle emissioni di metano derivanti dalle importazioni di energia fossile nell'Unione europea. Pur non introducendo obiettivi vincolanti di riduzione, l'approccio adottato per conseguire ulteriori riduzioni delle emissioni di metano consiste nel fissare requisiti obbligatori in materia di monitoraggio delle emissioni e di riparazione delle perdite di metano lungo l'intera catena. I costi e gli investimenti sostenuti dagli operatori per l'ottemperanza alle disposizioni del regolamento sono riconosciuti dal regolatore nazionale nelle tariffe di rete.

Nel mese di dicembre si sono altresì conclusi i negoziati interistituzionali sulla proposta di riforma del mercato dell'elettricità presentata dalla Commissione europea a marzo 2023 a seguito della crisi dei prezzi dell'energia che ha evidenziato la necessità di avviare una riflessione sull'attuale funzionamento del mercato elettrico. La proposta legislativa è volta a introdurre modifiche mirate all'attuale assetto del mercato dell'elettricità al fine di renderlo idoneo a fronteggiare situazioni di crisi dei prezzi dell'elettricità come quelle sperimentate nel 2022 e maggiormente idoneo, in uno scenario di decarbonizzazione, alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. L'atto legislativo, che modifica la direttiva 2019/944/EU e il regolamento (UE) n. 943/2019 nonché la direttiva RED II e il regolamento ACER principalmente per rendere coerente l'intero *corpus* normativo, introduce alcuni elementi di novità nel mercato all'ingrosso dell'elettricità quali: i) la possibilità per i TSO di attivare servizi di *"peak shaving"*; ii) la revisione del modello attuale di allocazione della capacità di lungo termine; iii) la promozione di contratti di acquisto di energia PPA; iv) l'utilizzo di Contratti per le Differenze (CfD) come strumento di supporto diretto per la promozione delle RES (incluso il nucleare); v) l'introduzione di strumenti competitivi per lo sviluppo di risorse di flessibilità e accumuli. Per quanto riguarda il mercato *retail* vengono introdotti: i) l'obbligo di istituzione di un fornitore di ultima istanza almeno per i clienti domestici; ii) la definizione di consumatore attivo per permettere scambi fuori dal sito ma entro la zona di offerta; iii) nuove norme di promozione dell'*"energy sharing"*; iv) nuovi obblighi di copertura per i fornitori di energia elettrica; v) la facoltà per gli Stati membri, nel caso di dichiarazione di emergenza da parte della Commissione europea, di imporre prezzi regolati anche sotto-costi per PMI e consumatori domestici.

La proposta di revisione del mercato dell'elettricità è stata accompagnata da una proposta di revisione del regolamento 1227/2011 sull'integrità dei mercati all'ingrosso dell'energia (c.d. regolamento REMIT). Anche in questo caso i negoziati interistituzionali si sono conclusi nel mese di dicembre 2023 con il raggiungimento di un accordo preliminare. La proposta mira a ridurre i rischi di abuso di mercato nei mercati all'ingrosso dell'energia, rafforzando sostanzialmente il ruolo e i poteri dell'Agenzia di cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) nonché

la cooperazione tra i diversi attori coinvolti quali l'ACER, le autorità nazionali di regolazione, ESMA e le autorità finanziarie nazionali. Nello specifico, si incrementano i poteri e gli strumenti investigativi dell'Agenzia nei casi di presunte violazioni di carattere transfrontaliero previo coinvolgimento dei regolatori qualora sia già in corso, o sia stata già condotta, un'indagine sullo stesso caso e sia stata accertata l'esistenza o meno di una violazione.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Le acque reflue urbane sono una delle principali fonti di inquinamento idrico se non vengono raccolte e trattate secondo le norme dell'Unione europea. Nello specifico, esse contengono materia organica, azoto e fosforo, sostanze chimiche nocive, batteri e virus che, se non trattati e scaricati nell'ambiente, danneggiano fiumi, laghi e acque costiere, influenzando sulla salute umana. Per favorire l'eliminazione di queste sostanze inquinanti dalle acque reflue urbane, sin dal 1991 è in vigore una direttiva europea¹ che ha determinato un forte miglioramento della qualità delle acque di superficie in Europa, essenzialmente favorendo l'efficientamento dei sistemi di collettamento, trattamento e scarico delle acque reflue domestiche e industriali. Secondo un rapporto europeo del 2019² il livello di attuazione della direttiva è elevato: il 98% delle acque reflue dell'Unione europea è adeguatamente raccolto e il 92% adeguatamente trattato, anche se alcuni Stati membri³ hanno ancora difficoltà a raggiungere la piena conformità per gli agglomerati di minore dimensione. Ciononostante, nel 2022 la Commissione europea ha ritenuto opportuno presentare al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri dell'Unione europea una proposta di aggiornamento dell'attuale direttiva⁴, giustificandola con tre motivazioni principali:

- la crescente diffusione negli ultimi decenni di nuove sostanze inquinanti nei centri urbani (per esempio, le microplastiche);
- la necessità di allineamento agli obiettivi di neutralità climatica e sostenibilità ambientale in tutti i settori dell'economia indicati nel *Green Deal* europeo⁵;

1 Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane (1991/271 CEE). La direttiva, finalizzata a proteggere l'ambiente dell'Unione europea da fenomeni quali, per esempio l'eutrofizzazione, stabilisce norme europee per la raccolta, il trattamento e lo scarico delle acque reflue urbane, ed impone agli Stati dell'Unione europea vari obblighi in concreto, tra i quali:

- raccogliere e trattare le acque reflue in insediamenti urbani con una popolazione di almeno 2.000 abitanti, ed effettuare un trattamento secondario sulle acque reflue raccolte;
- effettuare un trattamento più avanzato in insediamenti urbani con popolazione superiore ai 10.000 abitanti situati in specifiche aree sensibili;
- verificare che gli impianti di trattamento siano adeguatamente mantenuti in modo da garantire prestazioni sufficienti e che possano operare in tutte le normali condizioni climatiche;
- adottare misure per limitare l'inquinamento delle acque recipienti provenienti da trascinamenti di acque meteoriche in situazioni estreme, come in caso di piogge insolitamente abbondanti;
- monitorare le prestazioni degli impianti di trattamento e delle acque recipienti;
- monitorare lo smaltimento e il riutilizzo dei fanghi di depurazione.

2 Il rapporto europeo *Refit Evaluation* del 2019 sullo stato di implementazione dalla direttiva.

3 Tra cui anche l'Italia.

4 La proposta di aggiornamento della direttiva è contenuta nella comunicazione dalla Commissione europea COM(2022) 541 *final*, del 26 ottobre 2022, e si prefigge obiettivi ambiziosi entro il 2040, tra i quali ad esempio:

- estendere gli obblighi di trattamento delle acque reflue urbane attualmente vigenti per gli agglomerati con più di 2.000 abitanti equivalenti (AE) agli agglomerati con più di 1.000 abitanti equivalenti, imponendo ai Paesi dell'Unione europea di istituire piani integrati di gestione delle acque reflue urbane nei grandi agglomerati (inizialmente oltre 100.000 AE, e successivamente per gli agglomerati a partire da 10.000 AE, ove necessario), e imponendo specifici obiettivi di riduzione delle sostanze inquinanti;
- obbligo di ridurre significativamente il consumo energetico degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, e produrre energia attraverso fonti rinnovabili (per esempio solare, eolica e in particolare biogas);
- obbligo di pubblicazione di dati economici e di qualità dei servizi idrici, predefiniti in allegato alla direttiva;
- obbligo per i produttori farmaceutici e cosmetici di pagare il costo della rimozione dei microinquinanti che provengono dai loro prodotti e finiscono nelle acque reflue, attraverso il meccanismo della "responsabilità estesa del produttore", in base al principio "chi inquina paga".

5 Si veda anche la *Relazione Annuale* dello scorso anno. Il *Green Deal* dell'Unione europea è un programma di azione adottato dalla Commissione europea l'11 dicembre 2019 e prevede una serie di atti legislativi e non legislativi con proposte per contrastare i cambiamenti climatici, promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia circolare pulita, ripristinare la perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Il *Green Deal* intende rendere sostenibile l'economia dell'Unione europea e promuovere gli investimenti necessari con strumenti di finanziamento per tutti i settori dell'economia. Ulteriori informazioni si possono trovare nella pagina ufficiale della Commissione europea: ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

- la necessità di migliorare la *governance* del settore, per assicurare ai cittadini europei una maggiore trasparenza sullo stato delle risorse idriche ed estendere ai principali soggetti economici inquinanti la responsabilità di copertura dei costi delle misure necessarie alla realizzazione degli obiettivi della direttiva europea.

Nell'anno appena trascorso la proposta di direttiva è stata oggetto di emendamenti da parte del Parlamento e del Consiglio dell'Unione europea, che tuttavia non sono giunti ad un accordo definitivo sulla sua approvazione, rinviato al 2024. Il Parlamento europeo ha votato un nuovo testo emendato della suddetta proposta di direttiva il 5 ottobre 2023. Il Consiglio ha poi espresso una posizione comune inclusiva di emendamenti alla direttiva il 16 ottobre 2023. Al fine di raggiungere un compromesso sul testo della direttiva, è stato avviato un dialogo tra Parlamento, Consiglio e Commissione dell'Unione europea; l'approvazione del testo congiunto è avvenuta il 29 gennaio 2024. Tale testo è ora in attesa delle prossime votazioni finali in Parlamento e del prossimo Consiglio ambiente, con l'obiettivo di giungere ad una conclusione dell'iter prima delle elezioni del Parlamento europeo previste per il mese di giugno 2024.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Nel corso del 2023 le istituzioni comunitarie hanno profuso notevole impegno nell'esame e nell'iter di approvazione di importanti provvedimenti legislativi e regolamentari, originati dal *"Nuovo piano per l'economia circolare"*⁶ formati nel quadro del dibattito, cui ARERA ha, peraltro, preso parte contribuendo alla consultazione generale condotta dalla Commissione europea nel 2022, sulla rilevata necessità di accelerare il percorso verso una maggiore circolarità dell'economia. Si segnalano, in particolare, le iniziative di proposta legislativa della Commissione in merito alla modifica della direttiva quadro sui rifiuti (2008/98/CE), già profondamente rivista negli obiettivi ad opera del c.d. *"Pacchetto legislativo sull'economia circolare"*⁷, e la proposta di regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio. Se la prima iniziativa può considerarsi quale modifica settoriale delle disposizioni già previste dal citato Pacchetto economia circolare, un affinamento della complessiva riforma da esso avviato, la seconda rappresenta un deciso cambio di passo, per alcuni osservatori, financo di paradigma, nel bilanciamento dei diversi strumenti, laddove si evidenzia il tentativo di riequilibrare la strategia di promozione della circolarità accentuando gli obiettivi di limitazione e di riuso degli imballaggi rispetto a quelli di riciclo dei rifiuti da questi derivanti.

Modifiche alla direttiva quadro

La proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti (COM(2023) 420) del 5 luglio 2023 introduce nella direttiva quadro, come recentemente modificata dalla direttiva 2018/851, misure tese a promuovere la riduzione nella produzione di rifiuti derivanti da scarti alimentari e ad allargare ai "rifiuti tessili" lo spettro dei flussi di rifiuti per i quali si determinano obiettivi prospettici in termini di raccolta differenziata e riciclo. A tal proposito, si evidenzia che la regolazione di settore è già intervenuta con misure tese alla prevenzione dei rifiuti, attraverso il riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori del servizio per il potenziamento delle attività di prevenzione e per le attività connesse alla promozione di campagne ambientali, che potranno includere anche quelle relative allo spreco alimentare.

6 Si veda la comunicazione della Commissione europea dell'11 marzo 2020, "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare: per un'Europa più pulita e più competitiva," COM(2020) 98.

7 Direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018, che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, recepita dall'ordinamento italiano con decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 213.

L'iniziativa legislativa della Commissione prende le mosse dall'apparente contrasto tra il potenziale di recupero e la situazione concreta del comparto: a fronte di un obbligo di raccolta differenziata previsto a partire dal 2025, i proponenti rimarcano impreparazione da parte del sistema di gestione dei rifiuti urbani e la necessità di accrescere in tempi relativamente brevi il potenziale di raccolta ed avvio al riciclo in una situazione corrente che vede, ad oggi, non più del 20% dei rifiuti tessili raccolto in modalità differenziata, ed una percentuale ancora inferiore di avvio al riciclo. La proposta di direttiva, pertanto, si pone l'obiettivo *"di migliorare la gestione dei rifiuti tessili in linea con la gerarchia dei rifiuti, dando priorità alla prevenzione, alla preparazione per il riutilizzo e al riciclaggio dei prodotti tessili rispetto ad altre opzioni di recupero e di smaltimento"* con specifiche misure di supporto.

Tra le novità previste dalla proposta di direttiva in oggetto assume rilievo l'estensione al nuovo comparto, cui sono destinate le norme su differenziazione e riciclo, degli schemi di responsabilità estesa del produttore (EPR). Nella parte dell'articolato che introduce gli schemi EPR per gli operatori che producono e immettono sul mercato prodotti tessili, il testo della proposta di direttiva prevede che i costi da coprire per l'esecuzione dei servizi collegati alla raccolta differenziata *"non superano quelli necessari per fornire i servizi ivi menzionati in modo economicamente efficiente e sono fissati in maniera trasparente tra i soggetti interessati"*. Pertanto, lasciando agli Stati membri spazio per la concreta organizzazione dei processi di valutazione e di quantificazione dei costi connessi alle operazioni preliminari al riciclo e riuso, la norma cristallizza il principio, solo di recente affermatosi, secondo cui per pervenire a dinamiche economiche desiderabili nel funzionamento degli schemi EPR e, per estensione, all'intera filiera della raccolta finalizzata al recupero, è necessario definire una qualche nozione di costi efficienti, gli unici di cui la norma ammette la copertura a vantaggio degli operatori a valle. Si tratta di un principio, com'è noto, sul quale l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente è già intervenuta nell'alveo delle competenze ad essa attribuite dal legislatore, con particolare riferimento ai rifiuti di imballaggio⁸. L'iter di approvazione della nuova direttiva, che al momento dell'elaborazione di questa *Relazione Annuale* è in attesa di prima lettura da parte del Consiglio europeo dopo l'approvazione, con modifiche, da parte del Parlamento europeo⁹, si concluderà nel corso del 2024.

La proposta di regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio

La proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) n. 1020/2019 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva 94/62/CE (COM(2022) 677), presentata dalla Commissione europea il 30 novembre 2022, è stata oggetto di un serrato confronto durante l'intero 2023 tra istituzioni europee, Stati membri e portatori d'interesse.

Considerata la tendenza alla continua crescita della produzione e dell'immissione in commercio di imballaggi con ciò che ne consegue in termini di pressione sui sistemi di gestione dei rifiuti urbani, costituiti per oltre un terzo per l'appunto da rifiuti da imballaggi, e di sostenibilità ambientale dei consumi la proposta di regolamento prevede:

- la riciclabilità, entro il 2030, degli imballaggi, intesa come obbligo di progettarne e certificarne le caratteristiche promuovendone l'attitudine al riciclo *ab origine*;
- un contenuto minimo, per gli imballaggi in plastica, di materiali provenienti dal riciclo;

⁸ Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 8 del presente Volume, avente ad oggetto "Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani".

⁹ Risoluzione approvata il 13 marzo 2024, www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0145_IT.pdf.

- la riduzione progressiva dei rifiuti di imballaggio generati, rispetto ai livelli del 2018, del 5% entro il 2030, del 10% entro il 2035 e del 15% entro il 2040, e l'adozione di misure, da parte degli Stati membri, di misure (quali, tra gli altri, gli strumenti economici) che incentivino la riduzione dell'uso e dell'immissione in commercio di imballaggi, così applicando la gerarchia dei rifiuti in termini di prevenzione della produzione di rifiuti;
- la costituzione di schemi di responsabilità estesa del produttore (EPR) per gli operatori che "per la prima volta" immettano imballaggi nel mercato comunitario, così facendo salvi schemi e meccanismi esistenti negli Stati membri che non hanno eventualmente ancora adottato EPR;
- il divieto di particolari categorie di imballaggi monouso (imballaggi "usa e getta" di minori dimensioni) e l'obbligo di istituire sistemi di restituzione con cauzione per alcuni imballaggi di maggiori dimensioni (contenitori di bevande in plastica e alluminio di volume fino a due litri, con possibilità per gli Stati membri di estendere il sistema di restituzione con cauzione ai contenitori di bevande in vetro), al fine di conseguire l'obiettivo di raccolta pressoché totale di detti imballaggi;
- la promozione del riutilizzo, con obblighi precisi di messa a disposizione di imballaggi riutilizzabili in certi settori economici (ad esempio, nella ristorazione da asporto, il 10% entro il 2030 ed il 40% entro il 2040 degli alimenti deve essere servito in imballaggi riutilizzabili) e la previsione di criteri di etichettatura, sicurezza intrinseca, igiene ed organizzazione settoriale in quei comparti della produzione e distribuzione che mettono a disposizione degli acquirenti imballaggi riutilizzabili (ad esempio, prodotti sfusi ceduti dalla grande distribuzione in contenitori riutilizzabili).

Il contesto della proposta di regolamento, destinato, secondo la Commissione, ad essere applicato entro un anno dalla sua entrata in vigore, è l'insieme di obiettivi di riciclo dei rifiuti provenienti da imballaggi, così distinti per materiale:

- entro il 31 dicembre 2025, almeno il 65% in peso di tutti i rifiuti di imballaggio generati, con percentuali minime specifiche del 50% per la plastica, 25% per il legno, 70% per i metalli ferrosi, 50% per l'alluminio; 70% per il vetro, 75% per la carta e il cartone;
- entro il 31 dicembre 2030, almeno il 70% in peso di tutti i rifiuti di imballaggio generati, con percentuali specifiche del 55% per la plastica, 30% per il legno, 80% per i metalli ferrosi, 60% per l'alluminio, 75% per il vetro, 85% per la carta e il cartone.

Il dibattito interistituzionale ha attribuito alla proposta di regolamento la forma giuridica tesa all'applicazione immediata negli Stati membri, priva, quindi, della mediazione del recepimento negli ordinamenti nazionali tipica della proposta di direttiva.

Trascurando l'esame degli aspetti tecnici, autorizzativi e definatori di una normativa oggettivamente complessa, se ne evidenziano gli aspetti generali più controversi, che hanno animato una discussione intensa tra i legislatori comunitari e che potenzialmente possono determinare impatti sulle attività di regolazione. In particolare, il nuovo approccio che la proposta di regolamento intende adottare si fonda sulla coesistenza di diverse opzioni di gestione dei rifiuti di imballaggio, promuovendo la prevenzione e il riutilizzo, in coerenza con la gerarchia dei rifiuti. Rilevanti saranno gli impatti di tale iniziativa negli Stati membri che, al fine di ottemperare ai target previsti dalla direttiva 94/62/CE, hanno adottato un modello di economia circolare basato prevalentemente sul riciclo. L'attesa contrazione dei volumi di rifiuti di imballaggio prodotti e destinati al circuito pubblico di raccolta potrebbe infatti comportare il rischio di perdite di efficienza nella gestione dei servizi di raccolta e trattamento, in ragione della sostanziale rigidità dei costi alla variazione delle quantità gestite e del prevedibile decremento dei ricavi da cessione dei materiali raccolti.

Al termine del confronto tra Parlamento e Stati membri, il 18 dicembre 2023 il Consiglio ha adottato un orientamento generale¹⁰ quale base delle trattative interistituzionali (trilogo) ai fini della ricerca di un compromesso tra legislatori, che propone, tra le altre modifiche al testo originario, un rinvio dell'applicazione (entro 18 mesi dall'entrata in vigore), una maggiore coerenza con le definizioni di riciclo già contenute nella direttiva quadro rifiuti, misure ulteriori a tutela della salute umana in termini di controllo e di riduzione delle sostanze potenzialmente pericolose contenute negli imballaggi, alcune deroghe per imballaggi di minori dimensioni di cui la Commissione prevedeva l'eliminazione, e l'introduzione di elementi di flessibilità per quanto concerne l'adozione di modelli di cauzione e restituzione. In particolare, su quest'ultimo punto controverso, il Consiglio propone che le prescrizioni minime per i sistemi di deposito cauzionale e la restituzione per imballaggi contenenti bevande (di volume, peraltro, accresciuto rispetto al testo della Commissione) non si applichino ai sistemi già esistenti prima dell'entrata in vigore del regolamento, se i sistemi in questione raggiungeranno l'obiettivo del 90% di raccolta differenziata di tali imballaggi entro il 2029.

Anche nel caso della proposta del regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio la conclusione dell'iter di approvazione è prevista nel 2024.

Evoluzione della legislazione italiana

Molteplici e rilevanti sono stati gli interventi legislativi adottati nel corso del 2023 in materia energetico-ambientale. Nel prosieguo si darà conto delle principali disposizioni normative di più immediato e diretto interesse di questa Autorità.

In primo luogo, la legge 13 gennaio 2023, n. 6 ha approvato definitivamente il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica", c.d. "DL aiuti *quater*", relativamente al quale si evidenziano, in particolare:

- l'art. 3 ("Misure di sostegno per fronteggiare il caro bollette"). Nello specifico, le imprese con utenze con sede in Italia possono chiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023. L'impresa che ha aderito al piano di rateizzazione, in caso di inadempimento nel pagamento di due rate anche non consecutive, decade dal beneficio della rateizzazione ed è tenuta al versamento, in un'unica soluzione, dell'intero importo residuo dovuto;
- l'art. 4 ("Misure per l'incremento della produzione di gas naturale") che, al comma 1, apporta modifiche all'art. 16 ("Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi") del DL n. 17/2022. Al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano, detto articolo dispone l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile.

¹⁰ V. data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16946-2023-INIT/it/pdf.

Nel dettaglio, la lettera a) modifica e integra il comma 2, prevedendo che la possibilità di manifestare interesse ad aderire alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale (*gas release*), su invito del GSE, per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale situate sulla terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale, si applichi alle concessioni situate in aree compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee PITE-SAI, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca, i soli vincoli costituiti dalla vigente legislazione nazionale ed europea o derivanti da accordi internazionali. La lettera b) inserisce un nuovo comma 2-*bis* che, in deroga a quanto previsto dall'art. 6, comma 17, del Testo unico ambientale ("Divieto di attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare nelle aree protette e entro le 12 miglia dalle aree e dalla linea di costa"), permette il rilascio di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, limitatamente ai siti aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi. I soggetti che acquisiscono la titolarità delle concessioni sono tenuti ad aderire alle procedure di *gas release*. La lettera c) modifica il comma 3 prevedendo che anche per il rilascio delle nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia vi sia un tempo massimo per l'amministrazione ridotto da 6 a 3 mesi. La lettera d) sostituisce il comma 4, affidando al gruppo GSE il compito di stipulare con i concessionari contratti di acquisto di diritti di lungo termine sul gas di durata massima di 10 anni con verifica dei termini alla fine del quinto anno a un prezzo che garantisca la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, nonché un'equa remunerazione. Il prezzo contrattuale, stabilito con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze e il MIMIT, è definito applicando una riduzione percentuale, anche progressiva, ai prezzi giornalieri registrati al punto di scambio virtuale, e, comunque, varia nel limite di livelli minimi e massimi quantificati rispettivamente in 50 e 100 euro per MWh. Nelle more della conclusione delle procedure autorizzative, a partire dal 1° gennaio 2023 e, comunque, fino all'entrata in produzione delle quantità aggiuntive di gas, i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse, mettono a disposizione del GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente, fino al 2024, ad almeno il 75% dei volumi produttivi attesi (con riduzione al 50% dopo il 2024). Il quantitativo non è comunque superiore ai volumi di produzione effettiva di competenza dei titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale in essere sul territorio nazionale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse. La lettera e) sostituisce il comma 5 e inserisce un nuovo comma 5-*bis*. Il nuovo comma 5 affida al GSE il compito di offrire, con una o più procedure, i diritti sul gas ai clienti finali industriali a forte consumo di gas (anche in forma aggregata) al prezzo definito dal comma 4. I diritti offerti sono aggiudicati all'esito di procedure di assegnazione, secondo criteri di riparto *pro quota* e con modalità e criteri di assegnazione definiti con decreto del MASE, di concerto con MEF e MIMIT. In esito a tali procedure, il gruppo GSE stipulerà con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario per differenza per i diritti. Il nuovo comma 5-*bis* affida al GSE il compito di predisporre lo schema di contratto tipo di offerta che dovrà essere approvato da MEF e MASE;

- l'art. 5 ("Proroghe di termini nel settore del gas naturale") che, al comma 1, posticipa di un anno, ossia al 10 gennaio 2024, la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale.

Il comma 2 reca modifiche di carattere temporale all'articolo 5-*bis* ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del decreto legge n. 50/2022: a) posticipa dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di

riempimento di ultima istanza; b) posticipa dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione da parte del GSE delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza.

Il comma 2-*bis* specifica che resta fermo l'obbligo di restituzione da parte del GSE dell'importo ricevuto a titolo di prestito infruttifero per finanziare gli acquisti per erogare il servizio di riempimento di ultima istanza.

Il comma 2-*ter*, ai fini dell'allineamento della tutela vulnerabili gas alla data di fine tutela per i clienti domestici elettrici e gas (10 gennaio 2024), posticipa dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024 il termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti da questa Autorità con uno o più provvedimenti e periodicamente aggiornati. Il comma 3 quantifica gli oneri in 4.000 milioni di euro;

- l'art. 15 ("Disposizioni finanziarie") che, al comma 3, autorizza la spesa di 410 milioni di euro per il 2022 per il rafforzamento dei *bonus* sociali per energia elettrica e gas di cui del decreto legge n. 115/2022, da trasferire entro il 31 dicembre 2022 alla CSEA.

Vale poi citare la legge 1° febbraio 2023, n. 10, di conversione in legge del decreto legge 5 dicembre 2022, n. 187, recante "Misure urgenti a tutela dell'interesse nazionale nei settori produttivi strategici" che, all'art. 2 ("Misure economiche connesse all'esercizio del *golden power*"), comma 1, ha previsto che il MIMIT, successivamente all'esercizio di poteri speciali previsto dal decreto legge n. 21/2012 (*golden power*), valuti, su iniziativa dell'impresa richiedente, la sussistenza dei presupposti per l'accesso alle misure di sostegno della capitalizzazione dell'impresa, per permetterne il rafforzamento patrimoniale, ai fini dell'accesso prioritario al Fondo per la salvaguardia dei livelli di occupazione e la prosecuzione dell'attività di impresa, anche tenendo conto delle segnalazioni degli enti territoriali, ai fini del mantenimento della continuità operativa e dei livelli occupazionali nel loro territorio.

La legge 24 febbraio 2023, n. 14, ha convertito in legge il decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi", il quale all'art. 11 ("Proroga di termini in materie di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica"), comma 8, ha poi prorogato al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che permette all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo, ancorché sia contrattualmente riconosciuto il diritto di recesso alla controparte. La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Con il successivo comma 8-*bis* si è disposto che, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità. Inoltre, l'Autorità è tenuta a definire specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza. Si è altresì previsto che, fino al 30 settembre 2023, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, l'Autorità individui il fabbisogno di risorse da destinare al contenimento delle conseguenze derivanti agli utenti finali dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale prioritariamente per finanziare i meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di *default* distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza, prevedendo al contempo modalità finalizzate a ridurre le tempistiche di versamento di tali impor-

ti. Eventuali ulteriori risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 8-*octies* del medesimo art. 11 ha apportato modifiche all'art. 11 ("Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano") del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"), stabilendo che i decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale devono essere adottati entro il 31 dicembre 2023 e che potranno estendere l'incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse, nel rispetto dei limiti emissivi previsti dalla normativa dell'Unione europea e comunque dalla disciplina in materia di aiuti di Stato.

Il comma 8-*novies* ha stabilito che il programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, predisposto da Terna, che può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, possa prevedere, esclusivamente durante il periodo emergenziale e, comunque, almeno fino al 31 marzo 2024, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale.

Il comma 8-*undecies* ha prorogato di sei mesi il termine previsto dal regolamento che disciplina la cessazione della qualifica di rifiuto, dei rifiuti inerti da costruzione e demolizione e di altri rifiuti inerti di origine minerale per la possibile revisione da parte del ministero competente dei criteri per la cessazione della qualifica di rifiuto per tenere conto, ove necessario, delle evidenze emerse in fase applicativa. Conseguentemente, si è prorogato di ulteriori sei mesi dalla conclusione della fase di monitoraggio, il termine entro il quale il produttore presenta all'autorità competente un aggiornamento della comunicazione di inizio attività relativa al recupero dei rifiuti (art. 216 del TUA) con l'indicazione della quantità di rifiuti massima recuperabile o un'istanza di aggiornamento dell'autorizzazione concessa.

Di rilievo anche la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha convertito in legge il decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune", che, all'art. 47-*bis* ("Introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe del servizio di teleriscaldamento"), ha, tra l'altro, eliminato la scadenza temporale di 24 mesi dall'entrata in vigore del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, quale termine per questa Autorità per adottare i provvedimenti volti allo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento, e ha stabilito che la stessa definisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

L'art. 51, comma 1-*quater*, del medesimo provvedimento ha stabilito ancora che i rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, siano trasferiti, con le quote di cofinanziamento nazionale e alle risorse del Fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche comunitarie, alla CSEA per il finanziamento di iniziative normative volte alla previsione di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute.

La successiva legge 26 maggio 2023, n. 56, ha convertito in legge il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante "Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali" (c.d. "DL aiuti-*quinquies*"), che all'art. 1, ha introdotto nuovamente alcune misure per il rafforzamento del bonus sociale per elettricità e gas. Il comma 1 ha demandato al regolatore nazionale il compito di rideterminare, per il secondo trimestre 2023, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute, nonché la compensazione per la fornitura di gas naturale, sulla base del valore ISEE valido nel corso del 2023 fino a 15.000 euro, nel limite di 400 milioni di euro. Il comma 2 ha stabilito che, dal secondo trimestre e fino al 31 dicembre 2023, le agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale, riconosciute ai nuclei familiari con almeno 4 figli a carico, siano rideterminate sulla base del valore ISEE di 30.000 euro (anziché 20.000), indicatore valido per il 2023, nel limite di 5 milioni di euro. Il comma 3 ha quantificato gli oneri della prevista misura (405 milioni di euro per il 2023), cui si fa fronte a valere sulle risorse disponibili sul bilancio di CSEA per il 2023.

L'art. 2 ha poi disposto l'applicazione dell'aliquota IVA del 5% alle somministrazioni di gas metano usato per combustione per usi civili e industriali e alle forniture di servizi di teleriscaldamento, nonché alle somministrazioni di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di aprile, maggio e giugno 2023 (secondo trimestre 2023). Gli oneri derivanti dalla predetta misura sono pari a 539,78 milioni di euro.

Il comma 4 del medesimo articolo, in considerazione della riduzione dei prezzi del gas naturale all'ingrosso, ha confermato, limitatamente al mese di aprile 2023, le aliquote negative della componente tariffaria UG2C applicata agli scaglioni di consumo fino a 5.000 m³ all'anno, in misura pari al 35% del valore applicato nel trimestre precedente. Le aliquote delle componenti tariffarie relative agli altri oneri generali di sistema per il settore del gas devono essere mantenute azzerate anche per il secondo trimestre 2023. Gli oneri derivanti dalla misura in esame sono pari a 280 milioni di euro (comma 5).

L'art. 3, nelle more della definizione di misure pluriennali da adottare a favore delle famiglie nell'ambito del piano *REPowerEU*, ha riconosciuto, a decorrere dal 1° ottobre e fino al 31 dicembre 2023, ai clienti domestici residenti diversi da quelli titolari di *bonus* sociale, un contributo erogato in quota fissa e differenziato in base alle zone climatiche per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, in cui la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all'ingrosso superi la soglia di 45 euro/MWh. Un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, deve definire i criteri per l'assegnazione del contributo; questa Autorità è tenuta invece a individuare le modalità applicative e la misura del contributo, tenendo conto dei consumi medi di gas naturale nelle zone climatiche individuate dall'articolo in esame. A tal fine è autorizzata la spesa di 1.000 milioni di euro per il 2023.

L'art. 4, al comma 2, ha riconosciuto un credito d'imposta del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre 2023 alle imprese a forte consumo di energia elettrica, di cui all'elenco per il 2023 pubblicato dalla CSEA, i cui costi per kWh della componente energia elettrica calcolati sulla base della media del primo trimestre del 2023 e al netto delle imposte e degli eventuali sussidi hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il credito d'imposta è riconosciuto anche in relazione alla spesa per l'energia elettrica prodotta e auto-consumata nel secondo trimestre del 2023, precisando che in questo caso l'incremento del costo per kWh di energia elettrica è calcolato

con riferimento alla variazione del prezzo unitario dei combustibili acquistati e utilizzati per la produzione e che il credito di imposta è determinato con riguardo al prezzo convenzionale dell'energia elettrica, pari alla media relativa al secondo trimestre del 2023 del prezzo unico nazionale.

Il comma 3 ha poi riconosciuto alle imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW, diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al comma 2, un credito d'imposta del 10% della spesa sostenuta per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre del 2023.

Il comma 4 ha attribuito alle imprese a forte consumo di gas naturale, di cui all'elenco per il 2023 pubblicato dalla CSEA, un credito d'imposta del 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre solare del 2023 per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media riferita al primo trimestre del 2023 dei prezzi di riferimento del mercato infra-giornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GSE, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019.

Il comma 5 ha riconosciuto alle imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale di cui al comma 4, un credito d'imposta del 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre solare del 2023 per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media riferita al primo trimestre del 2023 dei prezzi di riferimento del mercato infra-giornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GSE, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019.

Il comma 6, ai fini della fruizione dei crediti d'imposta, nei casi in cui l'impresa destinataria del contributo si rifornisca, nel primo e nel secondo trimestre del 2023, di energia elettrica o di gas naturale dallo stesso venditore da cui si riforniva nel primo trimestre 2019, ha demandato al venditore il compito di inviare al proprio cliente, su sua richiesta, entro 60 giorni dalla scadenza del periodo per il quale spetta il credito d'imposta, una comunicazione nella quale sono riportati il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta spettante per il secondo trimestre del 2023. A questa Autorità è demandato il compito di provvedere alla definizione del contenuto della comunicazione e delle sanzioni applicabili in caso di mancata ottemperanza da parte del venditore.

Infine, l'art. 24, comma 5, ha istituito nello stato di previsione del MIMIT un Fondo con una dotazione di 2 milioni di euro per il 2023, finalizzato a sostenere le imprese a forte consumo di energia elettrica, di cui all'elenco pubblicato dalla CSEA (ai sensi del DM MISE del 21 dicembre 2017 della cui adozione è stata data comunicazione nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 27 dicembre 2017), localizzate nelle Regioni insulari e per le quali è istituito un Tavolo di crisi nazionale presso il Ministero.

Ci si sofferma ora sulla legge 13 giugno 2023, n. 68, che ha convertito in legge il decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", che ha istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, una Cabina di regia per la crisi idrica con funzioni di indirizzo, coordinamento e monitoraggio per il contenimento e il contrasto della crisi idrica connessa alla drastica riduzione delle precipitazioni. L'art. 3 dello stesso provvedimento legislativo ha

previsto la nomina, con un successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, di un Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, il quale resta in carica fino al 31 dicembre 2023 con possibilità di proroga al 31 dicembre 2024.

Giova evidenziare anche la legge 21 giugno 2023, n. 74, che ha convertito in legge il decreto legge 22 aprile 2023, n. 44, recante "Disposizioni urgenti per il rafforzamento della capacità amministrativa delle amministrazioni pubbliche" che, all'art. 23, comma 2-*bis*, ha previsto la costituzione, dal 1° gennaio 2024, di una nuova società per azioni, Acque del Sud, le cui azioni sono attribuite al Ministero dell'economia e delle finanze che può trasferirle, nel limite del 5% a soggetti pubblici e, nel limite del 30% a soggetti privati individuati come soci operativi e per la restante parte a società delle quali abbia il controllo. A decorrere dalla data di costituzione sono trasferite ad Acque del Sud le funzioni del soppresso Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la Trasformazione Fondiaria in Puglia Lucania ed Irpinia – EIPLI ed anche tutti i contratti di fornitura idrica, rinnovati entro i successivi 120 giorni con l'inserimento di una clausola di garanzia a prima richiesta a carico dell'utente. A questa Autorità è assegnato il compito di determinare la tariffa idrica da applicare agli utenti della nuova società.

Si evidenzia anche il comma 12 dell'art. 1 del medesimo provvedimento che autorizza questa Autorità ad avvalersi fino al 31 dicembre 2026 di un contingente di 15 unità di personale collocato fuori ruolo o in posizione di comando, distacco o altra analoga posizione prevista dagli ordinamenti di appartenenza, proveniente da amministrazioni pubbliche. La norma in questione precisa che il personale conserva il trattamento economico in godimento presso le amministrazioni di provenienza con oneri a carico delle stesse e che all'atto del collocamento fuori ruolo, è reso indisponibile nella dotazione organica dell'amministrazione di provenienza, per tutta la durata del collocamento fuori ruolo, un numero di posti equivalente dal punto di vista finanziario.

Ha generato talune criticità (cfr. segnalazione 6 luglio 2023, 308/2023//eel, in questo stesso Volume) l'approvazione dell'art. 36-*ter* del DL 4 maggio 2023, n. 48, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro", che, al fine di salvaguardare il personale impiegato nei *contact center* per la gestione di attività connesse con il servizio di maggior tutela elettrico – servizio in fase di progressiva rimozione –, ha disposto l'inserimento della clausola sociale all'interno degli schemi delle procedure competitive per il passaggio dal mercato tutelato al mercato dei servizi a tutele gradualità. Tale clausola sociale prevede che, in caso di successione di imprese nel contratto di appalto con il medesimo committente e per la medesima attività di *contact center*, il rapporto di lavoro continui con l'appaltatore subentrante, in aderenza anche a quanto previsto dai contratti collettivi di lavoro.

Detto articolo è stato poi modificato dall'art. 14, comma 4, del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", che ha stabilito che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuino ad avvalersi dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Si cita ancora la legge 26 luglio 2023, n. 95, che ha convertito in legge il decreto legge 29 maggio 2023, n. 57, recante "Misure urgenti per gli enti territoriali, nonché per garantire la tempestiva attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e per il settore energetico", e, in particolare gli artt. 3, in tema di realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, e 3-bis, in ordine al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale. Nello specifico, il comma 1 del citato ultimo articolo ha assegnato a questa Autorità il compito di rideterminare, per il terzo trimestre 2023, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, sulla base del valore ISEE fino a 15.000 euro, nel limite di 110 milioni di euro per il 2023; il comma 2, al fine di contenere per il terzo trimestre 2023 gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale, ha disposto che l'Autorità mantenga azzerate, per lo stesso trimestre, le aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas, con oneri valutati in 175 milioni di euro per il 2023. Agli oneri derivanti (285 milioni di euro per il 2023) si provvede a valere sulle risorse disponibili relative al 2023 sul bilancio di CSEA derivanti da stanziamenti per il rafforzamento del *bonus* sociale elettrico e gas. I commi 4 e 5 del medesimo articolo hanno assoggettato all'IVA del 5% le somministrazioni di gas metano usato per combustione per usi civili e industriali contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di luglio, agosto e settembre 2023 e le forniture di servizi di teleriscaldamento nonché le somministrazioni di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia. Alla copertura degli oneri totali (489,31 milioni di euro per il 2023) si provvede mediante corrispondente utilizzo delle somme versate all'entrata del bilancio dello Stato da parte di CSEA entro il 31 luglio 2023 a valere sul conto di gestione relativo ai *bonus* sociali gas.

In merito alle alluvioni verificatisi a partire dal 1° maggio 2023, la legge 31 luglio 2023, n. 100, ha convertito in legge il decreto legge 1° giugno 2023, n. 61, recante "Interventi urgenti per fronteggiare l'emergenza provocata dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", che all'art. 1, comma 12, ha assegnato a questa Autorità il compito di disciplinare le modalità per la sospensione temporanea, non oltre sei mesi, nei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici, dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere o degli avvisi di pagamento con scadenza nel predetto periodo, e dei termini di pagamento delle rate con scadenza nel predetto periodo o degli importi sospesi e non pagati, relativi all'energia elettrica, al gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, all'acqua e ai rifiuti urbani. Ha altresì disposto che l'Autorità determini le misure di integrazione finanziaria a favore delle imprese distributrici di energia elettrica e gas naturale, degli esercenti la vendita, delle imprese fornitrici di gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, dei gestori del servizio idrico integrato e degli esercenti il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, in modo da garantire l'equilibrio economico e finanziario delle gestioni coinvolte dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1° maggio 2023, per i quali è stato dichiarato lo stato di emergenza con le delibere del Consiglio dei ministri del 4 maggio 2023, del 23 maggio 2023 e del 25 maggio 2023.

Di questo stesso provvedimento, si evidenziano anche: il comma 10 dell'art. 12 che attribuisce al Commissario straordinario, nominato ai sensi dell'art. 3 del decreto legge n. 39/2023, il compito di verificare lo stato di efficienza e manutenzione delle opere di drenaggio delle acque meteoriche realizzate sull'intero territorio nazionale; l'art. 20-*decies*, introdotto durante l'esame in sede referente, che reca varie disposizioni in materia di trattamento e trasporto dei materiali derivanti dall'evento calamitoso. In particolare, è prevista l'approvazione – da parte del Commissario straordinario, acquisita l'intesa delle Regioni interessate – di un piano per la gestione dei materiali derivanti dall'evento calamitoso e dagli interventi di ricostruzione, riparazione e ripristino e ne vengono individuate le finalità (commi 1 e 2). Sono altresì disciplinati: la classificazione delle macerie come rifiuti urbani (comma

3); la gestione dei resti di beni di interesse architettonico, artistico e storico (comma 4); la raccolta e il trasporto dei materiali (comma 5); la demolizione degli edifici di interesse architettonico, artistico e storico (comma 6); l'utilizzo di impianti mobili di selezione e recupero e le modalità di rendicontazione dei materiali gestiti (comma 7); gli obblighi per i gestori dei siti di deposito temporaneo (comma 8); la gestione dei rifiuti urbani indifferenziati prodotti nei luoghi adibiti all'assistenza alla popolazione (comma 9); l'art. 22, comma 1, che abroga le disposizioni contenute all'art. 5 del decreto legge n. 34/2023 volte a rideterminare la base imponibile ai fini del calcolo del contributo di solidarietà temporaneo per il 2023 dovuto dai soggetti che producono, importano, distribuiscono o vendono energia elettrica, gas naturale o prodotti petroliferi. Per effetto di tale abrogazione, concorrono alla determinazione del reddito complessivo relativo al periodo di imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023 e ai quattro periodi di imposta precedenti anche gli utilizzi di riserve del patrimonio netto accantonate in sospensione d'imposta o destinate alla copertura di vincoli fiscali.

Con riferimento alla legge 10 agosto 2023, n. 103, che ha convertito in legge il decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano", si evidenzia l'art. 21 che, al comma 1, reca modifiche all'art. 30 della legge n. 99/2009 ("Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"). La lettera a) di detto comma sostituisce il comma 18, demandando all'Autorità il compito di definire i criteri e le modalità per l'assegnazione delle risorse interrompibili, da assegnare con procedure di gara a ribasso, sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna, coerenti con le esigenze di immediatezza del servizio e nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica, alle quali partecipano utenti finali e accumuli; la lettera b) abroga dal 1° gennaio 2024 il comma 19, che prevede che i clienti finali che prestano servizi di interrompibilità istantanea o di emergenza siano esentati, relativamente ai prelievi di energia elettrica nei siti che hanno contrattualizzato una potenza interrompibile non inferiore a 40 MW per sito e solo per la quota parte sottesa alla potenza interrompibile, dall'applicazione dei corrispettivi: per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento; a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema; a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva; a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico.

Il comma 2 della disposizione in esame riconosce a Terna, sulla base degli indirizzi del Ministro dell'ambiente e dei criteri e delle modalità definite da questa Autorità, la possibilità di implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, anche tramite il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi.

Il successivo art. 22 apporta modifiche al comma 4-bis, dell'art. 23 del decreto legislativo n. 164/2000 ("Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144"), stabilendo che le estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei Comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in Comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F e classificati come territori montani, nonché nei Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo degli interventi stessi al processo di decarbonizzazione, all'incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. L'Autorità, nel determinare le tariffe, dovrà tener conto dei maggiori costi di investimento nei suddetti Comuni, nonché della necessità di remunerare nei Comuni stessi interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

L'art. 22-*bis*, comma 1, apporta modifiche al decreto legislativo n. 210/2021 ("Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE"). Nel dettaglio, la lettera a) modifica l'art. 7 ("Diritto a cambiare fornitore"), precisando che il fornitore di energia elettrica può imporre ai propri clienti, singoli o aggregati, il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura, purché esso sia congiuntamente a tempo determinato e a prezzo fisso, a condizione che tale onere sia stato indicato, in maniera espressa, chiara e agevolmente comprensibile, tanto nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto, quanto nel contratto stesso e sia stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente; la lettera b) modifica l'art. 18 ("Sviluppo di capacità di stoccaggio") che prevede una ricognizione da parte di Terna del fabbisogno di capacità di stoccaggio dell'energia elettrica e il suo approvvigionamento mediante l'assegnazione della stessa capacità di stoccaggio mediante aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, svolte dallo stesso gestore, abrogando le seguenti norme: nel caso in cui, a seguito di aste, non sia aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità necessaria, il gestore della rete di trasmissione nazionale sottopone all'approvazione del MASE un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, previo parere favorevole dell'Autorità che verifica il ricorrere delle condizioni e delle modalità per lo sviluppo del sistema della capacità di stoccaggio da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria.

L'art. 22-*ter* reca disposizioni per l'adeguamento alla comunicazione della Commissione dell'Unione europea recante disciplina in materia di aiuti di Stati a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022, abrogando il comma 2-*bis* dell'art. 38 ("Semplificazioni delle attività di realizzazione di infrastrutture energetiche e liberalizzazioni nel mercato del gas naturale") del DL n. 83/2012 ("Misure urgenti per la crescita del Paese") che poneva in capo a questa Autorità il compito di adeguare, entro il 12 dicembre 2012, il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri volti a rendere più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.

Si pone in evidenza anche la legge 9 ottobre 2023, n. 136, che ha convertito in legge il decreto legge 10 agosto 2023, n. 104, recante "Disposizioni urgenti a tutela degli utenti, in materia di attività economiche e finanziarie e investimenti strategici", che ha assegnato all'Autorità il compito di definire agevolazioni di natura tariffaria con riferimento alle fatture emesse o da emettere ovvero agli avvisi di pagamento riferiti ai mesi di maggio, giugno, luglio, agosto, settembre e ottobre 2023 a favore delle utenze di energia elettrica, gas inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate acqua e rifiuti che ne facciano richiesta e che dichiarino o abbiano dichiarato che l'utenza o fornitura è asservita a un'abitazione o una sede che sia risultata compromessa, sulla base dei criteri definiti dal Commissario straordinario per la ricostruzione, nella sua integrità funzionale in conseguenza degli eventi alluvionali verificatisi nel mese di maggio 2023. La stessa Autorità definisce anche le modalità per la copertura finanziaria delle agevolazioni stesse, attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

La legge 27 novembre 2023, n. 169, ha convertito in legge il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, recante "Misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio", che all'art. 1, comma 1, ha rinnovato all'Autorità il compito di aggiornare i valori dei *bonus* sociali elettrico e gas

applicabili nel quarto trimestre 2023, in modo che, per ciascuna tipologia di cliente coinvolto, i livelli obiettivo di riduzione della spesa attesa nello stesso trimestre siano quelli previsti, per l'energia elettrica, dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, e, per il gas, dall'art. 3, comma 9, del DL n. 185/2008, ossia una riduzione pari al 30% della spesa per l'energia elettrica al lordo delle imposte e pari al 15% della spesa per il gas naturale al netto di tasse e imposte.

Al comma 2 del medesimo art. 1 è stato anche demandato all'Autorità il compito di presentare, entro il 31 maggio 2024, con riferimento all'anno 2023, la relazione di rendicontazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riguardo alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas.

Il comma 3 dell'art. 1, al fine di contenere, per il quarto trimestre 2023, gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale, ha assegnato all'Autorità il compito di mantenere azzerate le aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas. Con lo stesso provvedimento, ai commi 5 e 6 dell'art. 1, si è stabilito l'assoggettamento all'IVA agevolata del 5% delle forniture di gas metano destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali, contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, e di quelle di teleriscaldamento e di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia.

Il comma 8 sempre dell'art. 1 ha poi sostituito l'art. 3 del DL n. 34/2023 ("Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali"), riconoscendo così ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico, per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, un contributo straordinario, crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per lo stesso *bonus* sociale. L'Autorità è tenuta a definire la misura del contributo ripartendo nei tre mesi l'onere complessivo in base ai consumi attesi.

Infine, l'art. 3 del provvedimento in analisi ha riformato il regime di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

La legge 27 novembre 2023, n. 170, ha convertito in legge il decreto legge 29 settembre 2023, n. 132, recante "Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini normativi e versamenti fiscali", che all'art. 7-ter reca disposizioni per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, consentendo ai gestori degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati a carbone con potenza termica nominale superiore a 300 MW, che hanno usufruito delle deroghe necessarie per il pieno utilizzo degli impianti e che, in considerazione del divieto di importazione del carbone russo, non riescono a reperire sul mercato carbone di qualità tale da garantire l'osservanza dei valori limite delle emissioni, di usufruire di ulteriori deroghe a condizione che:

- a) gli impianti siano inseriti da Terna nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- b) Terna dichiari che un'eventuale indisponibilità non programmata degli stessi impianti comporterebbe il rischio elevato del mancato rispetto degli standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico;
- c) la deroga sia limitata a quanto necessario per consentire il rispetto degli standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico.

La legge 15 dicembre 2023, n. 191, ha convertito in legge il decreto legge 18 ottobre 2023, n. 145, recante "Misure urgenti in materia economica e fiscale, in favore degli enti territoriali, a tutela del lavoro e per esigenze indifferibili", del quale si segnala, in particolare, l'art. 8 che proroga i termini per la restituzione del gas stoccato dal GSE ai sensi dell'art. 5-bis del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50. Nel dettaglio, il comma 1 modifica l'art. 5-bis ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del DL n. 50/2022, prorogando al 15 ottobre 2024 il termine per vendere il gas stoccato e al 10 dicembre 2024 il termine per la restituzione del prestito da parte del GSE.

Con l'approvazione della legge 30 dicembre 2023, n. 214, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022", si è stabilito, all'art. 1, lettera a), che sia l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale (e non più il gestore) a trasmettere a questa Autorità e al MIMIT ogni due anni (e non più annualmente) il Piano decennale di sviluppo della rete, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete.

La lettera b) del medesimo articolo prevede che Terna predisponga ogni due anni un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale elettrica e lo presenti entro il 31 gennaio di ogni biennio, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità; sarà il Ministero dell'ambiente (e non più il MIMIT) ad approvare il Piano entro 18 mesi dalla presentazione, previo parere delle Regioni e delle Province autonome territorialmente interessate dagli interventi e delle valutazioni della stessa Autorità.

L'art. 2, comma 1, incarica il Ministero dell'ambiente, in collaborazione con questa Autorità, di promuovere campagne informative e programmi di formazione in favore di imprese e consumatori sulle potenzialità dei contatori intelligenti di seconda generazione, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 2 assegna all'Autorità il compito di disciplinare gli obblighi in capo alle imprese distributrici di assicurare l'informazione dei clienti circa le funzionalità dei contatori intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità con i sistemi di gestione dell'energia dei clienti finali e con le reti intelligenti.

Il comma 3 modifica l'art. 9 ("Misurazione e fatturazione dei consumi energetici") del decreto legislativo n. 102/2014 ("Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica"), affidando ad Acquirente unico, in qualità di gestore del Sistema informativo integrato (SII), su richiesta del cliente finale o di un soggetto terzo da questi designato formalmente, di mettere a disposizione, per il tramite del Portale Consumi, i dati del contatore di fornitura relativi all'immissione, al prelievo di energia elettrica e al prelievo del gas naturale allo stesso cliente finale. Stabilisce, inoltre, che le attività funzionali per l'attivazione dei servizi abilitanti dal canale di comunicazione, dal misuratore verso il corrispondente di dispositivo di utenza, siano centralizzate tramite Acquirente unico. Quest'ultimo predisporrà un registro informatico recante l'elencazione dei soggetti terzi che accedono ai dati del cliente finale. Il registro renderà disponibili, a titolo gratuito, ai clienti finali ogni informazione concernente gli accessi ai dati da parte dei soggetti terzi, compresa la cronologia degli stessi e la tipologia di dati consultati. All'Autorità è assegnato il compito di definire i criteri e le modalità in base ai quali i costi sostenuti da Acquirente unico sono posti a carico dei soggetti terzi fornitori dei servizi.

L'art. 3, lettera a), introduce la definizione di infrastruttura di *cold ironing*, intesa come l'insieme di strutture, opere e impianti realizzato sulla terraferma necessario all'erogazione di energia elettrica alle navi ormeggiate in porto e qualifica l'erogazione di energia elettrica da impianti di terra alle navi ormeggiate in porto come un servizio di

interesse economico generale fornito dal gestore dell'infrastruttura di *cold ironing*, individuato dall'autorità competente nelle forme e secondo le modalità previste dalla normativa vigente. Identifica il gestore dell'infrastruttura come: a) un cliente finale, ai fini della regolazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete pubblica o dal sistema di distribuzione chiuso a cui tale infrastruttura è connessa; b) un consumatore finale dell'energia elettrica.

La lettera b) del medesimo articolo assegna all'Autorità la funzione di determinare uno sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicabile ai punti di prelievo dell'energia elettrica che alimentano le infrastrutture di *cold ironing*. Lo sconto è previsto per un periodo di tempo proporzionato alla finalità di favorire la riduzione dell'inquinamento ambientale nelle aree portuali mediante la diffusione delle tecnologie elettriche. I benefici relativi all'applicazione dello sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di un'aliquota di accisa ridotta saranno trasferiti agli utilizzatori finali del servizio dai gestori delle infrastrutture di *cold ironing*, i quali garantiranno condizioni di accesso e di fornitura eque e non discriminatorie.

L'art. 9 dispone che l'inclusione e la permanenza nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali, relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas, costituiscono la condizione necessaria per lo svolgimento delle attività di vendita di gas naturale ai clienti finali. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta di questa Autorità, sentita l'Autorità garante per il mercato e la concorrenza, definisce le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'elenco. Il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica disciplina, altresì, un procedimento speciale per l'eventuale esclusione motivata degli iscritti dall'elenco che tenga conto anche delle violazioni e delle condotte irregolari poste in essere nell'attività di vendita del gas, accertate e sanzionate dalle autorità competenti.

Il comma 2 dell'art. 9 integra poi l'art. 51 ("Requisiti formali per i contratti a distanza"), comma 6, del Codice del consumo, stabilendo che, quando un contratto a distanza è concluso telefonicamente, il consenso non è valido se il consumatore non ha preliminarmente confermato la ricezione del documento contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesse su supporto cartaceo o altro supporto durevole disponibile e accessibile.

Di notevole rilievo anche il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, il quale all'art. 1 ha introdotto talune misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori soggetti al rischio di delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori. Nel dettaglio, il comma 1 ha previsto che, fino al 31 dicembre 2030, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della stessa superficie, gli enti concedenti attribuiscono una preferenza ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico dei soggetti iscritti nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso CSEA, ai fini dell'individuazione del concessionario.

Il comma 2 ha affidato al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione di un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili alle imprese a forte consumo di energia, secondo determinati criteri.

Si è stabilita poi, in particolare, la restituzione dell'energia elettrica rinnovabile e delle relative garanzie di origine oggetto di anticipazione che avviene sulla base di contratti per differenza stipulati tra l'impresa e il GSE, in presenza di specifiche condizioni. L'Autorità (comma 3) è tenuta a individuare le modalità per la copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e di copertura degli eventuali oneri derivanti (ex lettera m), comma 2), a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia. Il GSE può accedere al SII per le finalità previste ai citati commi 1 e 2.

Il comma 4-*bis* ha riconosciuto ai titolari dei contratti per differenza stipulati con il GSE ai sensi del DM n. 341/2022 (c.d. "DM electricity release"), che non implicano lo scambio fisico di energia elettrica, la facoltà di recedere senza l'applicazione di penali e senza la regolazione delle differenze tra il prezzo di allocazione ed il prezzo medio di riferimento zonale maturati durante il periodo di vigenza contrattuale. Tali modalità si applicano anche in caso di recesso già esercitato alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto.

L'art. 2, al comma 1, ha sostituito l'art. 16 ("Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi") del DL n. 17/2022. Il comma 1 del nuovo art. 16 stabilisce, dunque che, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, il GSE avvii, su direttiva del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi ragionevoli mediante invito, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Questa Autorità deve individuare le modalità con le quali la differenza, definita in esito a ciascuna procedura di allocazione, tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal GSE, è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali ammessi alla specifica procedura. Nel determinare l'entità di tale riduzione, l'Autorità applica un criterio *pro quota* tra i clienti finali in ragione delle quantità offerte dagli stessi nell'ambito della specifica procedura (comma 9 del nuovo art. 16). La quantità di diritti oggetto dei contratti di acquisto di lungo termine per i diritti sul gas è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente (comma 11 del nuovo art. 16).

Il comma 2 dell'art. 2 in esame stabilisce che le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, nonché le connesse infrastrutture, per le quali, alla data di entrata in vigore del decreto sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, in considerazione della necessità di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale.

Il comma 2-*bis* apporta modifiche alla disciplina istitutiva del Fondo finalizzato a coprire i ricavi per il servizio di rigassificazione e di acquisto o realizzazione degli impianti di rigassificazione *off-shore* (art. 5, comma 8, del DL n. 50/2022, c.d. "DL Aiuti"), prevedendo che la quota dei ricavi sia inclusiva non di tutto il costo di acquisto e/o realizzazione degli impianti, ma dei costi di capitale per l'acquisto e/o la realizzazione degli impianti stessi. L'eventuale importo residuo del Fondo è destinato a finanziare i fattori di copertura dei ricavi del servizio di rigassificazione previsti dalla vigente regolazione tariffaria, a beneficio degli utenti e dei consumatori. Rinvia a un decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza

energetica, sentita l’Autorità, la definizione dei criteri di accesso e delle modalità di impiego del Fondo, la cui gestione è affidata a CSEA che verifica gli importi da riconoscere e prevede l’erogazione delle relative risorse sulla base dei criteri definiti con il decreto attuativo, provvedendovi a invarianza di spesa.

Il comma 2-ter apporta modifiche alla legge n. 118/2022 (“Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021”), prevedendo che, in sede di gara per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, le condizioni economiche offerte da ciascun concorrente contengano anche l’effettuazione di interventi di efficienza energetica, realizzabili nell’ambito territoriale minimo di riferimento per conseguire risparmi di energia addizionali rispetto agli obiettivi annuali definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Qualora le imprese di distribuzione del gas agiudicatrici non conseguano la quota addizionale di risparmio energetico che si sono impegnate a conseguire in sede di gara, sono tenute a versare agli enti locali appartenenti all’ambito territoriale interessato il contributo tariffario determinato dal regolatore nazionale per la remunerazione degli interventi di efficientamento energetico con l’applicazione di una maggiorazione, a titolo di penale, commisurata alla quantità di energia non risparmiata per singola annualità. Il contributo tariffario è versato agli enti locali appartenenti all’ambito, in luogo dell’effettuazione degli interventi di efficientamento energetico, nelle more della definizione di apposite procedure operative per la valutazione e la certificazione dei risparmi associati agli interventi stessi. Le modalità per la definizione delle procedure operative sono stabilite in sede di aggiornamento del regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell’offerta per l’affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (DM n. 226/2011).

L’art. 4-ter, comma 4, demanda all’Autorità il compito di disciplinare, su proposta del GSE, le modalità per la graduale fuoriuscita, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti in esercizio operanti lo scambio sul posto, in attuazione della disposizione di cui all’art. 9 del decreto legislativo n. 199/2021. Tale norma prevede che il meccanismo incentivante dello scambio sul posto sia soppresso decorsi 90 giorni dall’entrata in vigore dei decreti ministeriali attuativi dei nuovi incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non ancora adottati) e nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo tale data potranno accedere ai nuovi meccanismi incentivanti, ovvero al ritiro dedicato dell’energia. A tal fine, l’Autorità dovrà considerare i seguenti principi:

- a) priorità di uscita dal servizio degli impianti aventi maggiore potenza e anteriorità della data di entrata in esercizio, nonché di quelli incentivati in conto esercizio dallo stesso GSE. Le convenzioni di scambio sul posto in essere alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto non possono, in ogni caso, essere rinnovate per un periodo superiore a 15 anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione delle convenzioni stesse;
- b) applicazione delle modalità di ritiro dell’energia elettrica previste dal decreto legislativo n. 387/2003 (“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”) anche per periodi non inferiori a 5 anni, a meno di esplicita diversa indicazione in merito ad altre forme di valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete (il decreto legislativo n. 387/2003 ha previsto che l’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di qualsiasi potenza alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica ad acqua fluente, sia ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l’impianto è collegato. ARERA ha il compito di determinare le modalità per il ritiro dell’energia elettrica, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato).

Il comma 5 prevede che, per garantire maggiore prevedibilità e semplificare la gestione nell’erogazione dei corrispettivi relativi al ritiro dedicato dell’energia elettrica, il GSE eroghi agli impianti con potenza non superiore a 20 kW, a decorrere dal 2024, corrispettivi su base semestrale, determinati in funzione di prezzi medi di mercato

definiti anche per periodi pluriennali dall'Autorità, su proposta del GSE, differenziati per tecnologia, fonte di alimentazione e data di entrata in esercizio, per tener conto dei differenti livelli di costo e dei profili di produzione degli impianti.

Il comma 6 assegna sempre a questa Autorità il compito di definire, con propri provvedimenti da adottare entro 180 giorni dall'entrata in vigore della norma, le modalità di contrattualizzazione del servizio di ritiro dedicato anche per periodi non inferiori a 5 anni, su base volontaria per tutti gli impianti di produzione aventi diritto al servizio.

L'art. 4-*septies* ("Modalità innovative per il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") inserisce l'art. 7-*bis* ("Disciplina del regime incentivante gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") nel decreto legislativo n. 199/2021 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"). Il nuovo articolo demanda ad uno o più decreti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentite l'Autorità e la Conferenza unificata, la definizione delle modalità per l'implementazione di un meccanismo, alternativo a quelli già disciplinati dagli artt. 6 ("Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso") e 7 ("Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti") del decreto legislativo n. 199/2021, finalizzato alla promozione di investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nel rispetto di precisati criteri.

L'art. 4-*octies* incrementa di 150 milioni di euro annui, a decorrere dal 2025, l'ammontare della misura massima della parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di gas serra destinata al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale.

L'art. 5 ("Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili") istituisce al comma 1 un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dagli artt. 40 ("Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere") e 42 ("Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa") del decreto legislativo n. 199/2021 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili") e i cui impianti siano già in esercizio alla data di entrata in vigore del decreto. Lo stesso articolo precisa che il meccanismo tiene conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di numero minimo di ore di funzionamento degli impianti, della logistica, dell'approvvigionamento, dello stoccaggio e della gestione dell'energia primaria, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione, nonché delle esigenze di mantenimento efficiente degli impianti stessi, per quanto necessario ad assicurare il contributo degli stessi alla flessibilità del sistema elettrico. Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, con decreto del Ministro dell'ambiente, su proposta di questa Autorità, sono stabiliti i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione, da parte di Terna, del meccanismo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo.

Il comma 2 prevede l'applicazione dei prezzi minimi garantiti definiti sulla base dei criteri individuati dal comma 8 dell'art. 24 ("Meccanismi di incentivazione") del decreto legislativo n. 28/2011 ("Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abroga-

zione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”), agli impianti a bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dai già citati artt. 40 e 42 del decreto legislativo n. 199/2021, a partire dalla data di entrata in vigore del decreto fino alla data di entrata in operatività del meccanismo e comunque non oltre il 31 dicembre 2025.

L’art. 9 (“Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica”), al comma 1, demanda a Terna l’istituzione di un portale digitale, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia. Possono accedere al portale digitale il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, il MIC, questa Autorità, le Regioni e le Province autonome, nonché gli operatori economici interessati allo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo.

L’Autorità, su proposta di Terna, definisce le modalità di funzionamento del portale digitale e di copertura dei costi sostenuti, nonché la definizione delle modalità di accesso ai contenuti dello stesso.

L’art. 10, comma 1, destina 96.718.200 euro per il 2023 all’attuazione dei progetti di cui all’allegato 1 al decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica n. 435/2022, non finanziati a valere sulle risorse di cui all’investimento 3.1, M2C3, del PNRR, al fine di favorire la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l’ammodernamento di quelli esistenti.

L’articolo 11 (“Misure urgenti in materia di infrastrutture per il *decommissioning* e la gestione dei rifiuti radioattivi”) apporta alcune modifiche al decreto legislativo n. 31/2010 (“Disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché benefici economici a norma dell’articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99”) sulla disciplina per l’individuazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell’ambito del Parco tecnologico.

L’art. 14 (“Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell’energia elettrica”), al comma 1, affida al Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica il compito di promuovere tramite Acquirente unico e per un periodo non superiore a 12 mesi specifiche campagne per assicurare un’adeguata informazione dei clienti domestici, inclusi quelli qualificabili come vulnerabili, in merito alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall’avvio del servizio a tutele gradualmente.

Il comma 2 traferisce, a decorrere dal 1° gennaio 2024, allo stato di previsione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, il Fondo alimentato dai proventi delle sanzioni irrogate da questa Autorità per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato per assicurare un’elevato coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato.

Il comma 3 apporta modifiche all’art. 11 (“Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica”) del decreto legislativo n. 210/2021 in materia di fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili: la lettera a) disciplina il servizio di vulnerabilità prevedendo che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per il settore

elettrico, i clienti vulnerabili hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate da questa Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio stesso, determinati sulla base di criteri di mercato. Affida ad Acquirente unico il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dalla stessa Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Tale servizio è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio (decreto ministeriale 25 agosto 2022, n. 164) e individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico secondo le modalità definite dalla successiva lettera b) che stabilisce che l'Autorità delinea il servizio di vulnerabilità, fissando:

- a) la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica;
- b) l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;
- c) l'entità del corrispettivo massimo di assegnazione del servizio, tenuto conto di quanto previsto dalla lettera e-bis);
- d) l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività;
- e) il divieto per il fornitore di utilizzare:
 - 1) il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato;
 - 2) i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso;
 - 3) per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo;

e-bis) che, al momento della presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura competitiva, i soggetti interessati possono manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio, ovvero di subentrare nei rapporti giuridici dei quali gli stessi sono titolari al momento della cessazione del servizio stesso, correlati allo stesso servizio, sulla base delle informazioni relative all'azienda, al ramo di azienda e ai relativi rapporti giuridici, messe a disposizione dei soggetti interessati stessi, con congruo anticipo rispetto allo svolgimento delle procedure di cui alla lettera b) del comma, secondo modalità, anche in relazione alla rappresentazione di dette informazioni, stabilite dall'Autorità in coerenza con quanto previsto dal comma 4-*bis*, art. 14 del decreto;

e-ter) che si tenga conto della manifestazione di volontà di cui alla lettera e-*bis)* del comma e del conseguente minor reintegro dei costi da riconoscere agli esercenti il servizio previsti dall'art. 1, comma 2, del DM n. 73/2007 ("Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia"), ai fini dell'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, per ciascuna area, sulla base di criteri determinati dall'Autorità;

e-quater) che i soggetti che esprimono la manifestazione di volontà prevista dalla lettera e-*bis)* siano tenuti a presentare offerte per un insieme minimo di aree non inferiore a quello stabilito dall'Autorità in coerenza con l'oggetto della manifestazione stessa.

In caso di mancata aggiudicazione del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive, Acquirente unico provvede a indire una nuova procedura entro sei mesi dalla conclusione della precedente.

Il comma 4 modifica l'art. 36-*ter* del già menzionato decreto legge n. 48/2023 (c.d. "DL Lavoro"), stabilendo che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuano ad avvalersi

dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Il comma 4-*bis* stabilisce che, entro 3 mesi dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali domestici non vulnerabili verso il servizio a tutele graduali e, successivamente, entro 3 mesi dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali vulnerabili verso il servizio di vulnerabilità, gli esercenti il servizio di tutela presentano all’Autorità una relazione che indica i costi sostenuti a decorrere dal 1° aprile 2023, direttamente imputabili al servizio stesso e non recuperabili. L’Autorità, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, disciplinerà i termini e le modalità per la presentazione della relazione di cui al primo periodo. Precisa che tra i costi di cui al primo periodo sono compresi quelli relativi al personale, anche non dipendente, impiegato in via esclusiva per la gestione commerciale pregressa del servizio vulnerabilità, eventualmente anche oggetto di procedure di stabilizzazione nel corso del processo di progressiva apertura del mercato ai sensi della legge 4 agosto 2017, n. 124 (“Legge annuale per il mercato e la concorrenza”), in modo da tenere conto degli esiti delle procedure competitive per l’affidamento dei servizi di cui al primo periodo del comma e dell’esigenza di evitare sovracompenzazioni. I costi di cui al primo periodo sono riconosciuti dall’Autorità entro 90 giorni dalla presentazione della relazione e sono posti a carico degli utenti del sistema elettrico.

Il comma 5 stabilisce che l’autorizzazione all’addebito diretto sui conti di pagamento o su strumenti di pagamento, rilasciata dal cliente domestico per il pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica, si intende automaticamente rinnovata, fatta salva la facoltà di revoca da parte del cliente stesso, anche per il pagamento delle fatture emesse dall’esercente il servizio a tutele graduali o dall’esercente il servizio di vulnerabilità. L’Autorità definisce con proprio provvedimento, adottato d’intesa con la Banca d’Italia e sentito il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni e i termini per l’attuazione delle suddette disposizioni.

Il comma 5-*bis* prevede che gli esercenti il servizio di maggior tutela sono tenuti a mettere a disposizione degli esercenti il servizio a tutele graduali ovvero degli esercenti il servizio di vulnerabilità, ogni informazione necessaria per procedere all’addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico. Precisa che gli esercenti il servizio a tutele graduali ovvero gli esercenti il servizio di vulnerabilità informano i rispettivi clienti in merito al subentro nella posizione di soggetto creditore autorizzato all’addebito diretto in anticipo rispetto all’effettuazione della prima disposizione di addebito diretto. Prevede l’applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 11/2010, fermo restando il diritto di revoca da parte del cliente.

Il comma 6 affida all’Autorità il compito di adottare i provvedimenti di competenza necessari per assicurare uno svolgimento delle procedure competitive per l’aggiudicazione del servizio a tutele graduali, assegnando un termine non inferiore a 30 giorni dall’entrata in vigore del decreto e, comunque, non oltre il 10 gennaio 2024, per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici, per garantire un’adeguata informazione preventiva dell’utenza domestica, anche mediante le campagne informative, nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici alle predette procedure.

Il comma 7 demanda a Acquirente unico il compito di effettuare, secondo criteri e modalità definiti dall’Autorità, sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successi-

vamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele graduali. Gli esiti delle attività sono contenuti in una relazione trasmessa da questa Autorità alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e successivamente con cadenza annuale.

Il comma 7-*bis* apporta modifiche all'art. 1, comma 61, della legge annuale per il mercato e la concorrenza (legge n. 124/2017):

- a) prevedendo che la trasmissione delle offerte da parte degli operatori per la loro pubblicazione nel Portale delle offerte debba essere effettuata tempestivamente;
- b) istituendo presso l'Autorità un comitato tecnico consultivo con funzioni di confronto e raccordo delle istanze dei diversi portatori di interesse, concernenti le problematiche di mercato emerse e i contenuti inseriti o da inserire nel portale informatico;
- c) precisando che il comitato tecnico consultivo è convocato senza indugio dall'Autorità su istanza motivata di almeno uno dei suoi componenti.

L'art. 14-*ter* ("Modifiche all'articolo 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18, concernenti l'integrazione dei poteri del Commissario unico per la realizzazione degli interventi in materia di acque reflue urbane") modifica l'art. 2 ("Procedure di infrazione europee n. 2004/2034 e n. 2009/2034 per la realizzazione e l'adeguamento dei sistemi di collettamento, fognatura e depurazione") del DL n. 243/2016:

- a) sostituisce il comma 11, stabilendo che il Commissario unico per la realizzazione degli interventi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue urbane opera in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale, fatto salvo il rispetto delle disposizioni del codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, nonché dei vincoli inderogabili derivanti dall'appartenenza all'Unione europea. Precisa che al Commissario si applicano i commi 2-*ter*, 4, 5 e 6 dell'art. 10 ("Misure straordinarie per accelerare l'utilizzo delle risorse e l'esecuzione degli interventi urgenti e prioritari per la mitigazione del rischio idrogeologico nel territorio nazionale e per lo svolgimento delle indagini sui terreni della Regione Campania destinati all'agricoltura") del DL n. 91/2014 (c.d. "DL Competitività");
- b) aggiunge il comma 11-*bis*, affidando la competenza alla Commissione tecnica PNRR-PNIEC, di cui al comma 2-*bis* dell'art. 8 ("Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS") del Testo unico Ambiente - TUA, ove siano necessari provvedimenti di valutazione di impatto ambientale o di verifica di assoggettabilità. Precisa che ai relativi procedimenti si applicano le disposizioni di semplificazione e accelerazione previste dal TUA.

Il comma 2 apporta modifiche all'art. 99 ("*Riutilizzo dell'acqua*") del TUA, rinviando ad un DPR che stabilisce i criteri, le modalità e le condizioni per il riutilizzo delle acque reflue.

L'art. 14-*quater* ("Disposizioni urgenti per la valorizzazione energetica e la gestione del ciclo dei rifiuti nella Regione siciliana") rinvia ad un DPCM, da adottare entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, la nomina del Presidente della Regione siciliana come Commissario straordinario. Precisa che la durata dell'incarico è di due anni e può essere prorogata o rinnovata. Il Commissario straordinario:

- a) adotta il Piano regionale di gestione dei rifiuti di cui all'art. 199 ("Piani regionali") del TUA, finalizzato a realizzare la chiusura del ciclo dei rifiuti nella Regione, comprendendovi a tal fine, valutato il reale fabbisogno, la

- realizzazione e la localizzazione di nuovi impianti di termovalorizzazione di rifiuti il cui processo di combustione garantisca un elevato livello di recupero energetico;
- b) approva i progetti di nuovi impianti pubblici per la gestione dei rifiuti, compresi gli impianti per il recupero energetico;
- c) assicura la realizzazione degli impianti di cui alla lettera b), mediante procedure ad evidenza pubblica nel rispetto della normativa vigente.

L'art. 19, tra l'altro, al comma 2, abroga l'art. 33-ter ("Riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema") del DL n. 77/2021 che affidava a un decreto MEF/MASE, su proposta dell'Autoirtà, la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, prevedendo che, anche avvalendosi di un soggetto terzo con caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri potessero essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Con riferimento alla legge 30 dicembre 2023, n. 213, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2024 e bilancio pluriennale per il triennio 2024-2026", si sottolinea l'art. 1, comma 14 ("Contributo straordinario per il primo trimestre 2024 ai titolari di *bonus* sociale elettrico"), che riconosce per i mesi di gennaio, febbraio e marzo 2024 il contributo straordinario già previsto dall'art. 3 ("Contributo in quota fissa in caso di prezzi del gas elevati") del DL n. 34/2023 (c.d. "DL Aiuti-*quinquies*") per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 e con le stesse modalità, ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico. A tal fine autorizza la spesa di 200 milioni di euro per il 2024.

Il successivo comma 259 abilita SACE a rilasciare, fino al 31 dicembre 2029, garanzie connesse a investimenti nei settori delle infrastrutture, anche a carattere sociale, dei servizi pubblici locali, dell'industria e ai processi di transizione verso un'economia pulita e circolare e la mobilità sostenibile, l'adattamento ai cambiamenti climatici e la mitigazione dei loro effetti, la sostenibilità e la resilienza ambientale o climatica e l'innovazione industriale, tecnologica e digitale delle imprese, al fine di sostenere investimenti infrastrutturali e produttivi realizzati in Italia, anche in ambiti caratterizzati da condizioni di parziale fallimento di mercato e di livelli sub-ottimali di investimento, connessi alla elevata rischiosità anche associata a esposizioni di medio-lungo periodo, all'uso di tecnologie innovative o alla limitata offerta di prodotti finanziari.

Il comma 271 prevede la stipula di un'apposita convenzione tra l'Autorità, la CSEA e SACE, ai fini del coordinamento con il piano di attività di cui al comma 261 di questa stessa legge e al fine di assicurare il coordinamento e l'efficace attuazione degli interventi in garanzia a supporto di investimenti per il potenziamento delle infrastrutture idriche, comprese le reti di fognatura e depurazione, in tutto il territorio nazionale e per la tutela della risorsa idrica e dell'ambiente, avente ad oggetto la disciplina dei criteri di individuazione degli investimenti ritenuti prioritari ovvero eleggibili alla fruizione delle garanzie di cui ai commi da 259 a 271, ovvero di quelle di cui al Fondo di garanzia delle opere idriche, delle modalità di comunicazione e informativa, riguardante i predetti interventi, al MEF e delle procedure operative inerenti alle attività di originazione, di istruttoria, gestione, indennizzo e recupero delle predette garanzie. Precisa che, ai fini della definizione dei criteri di individuazione degli investimenti ritenuti prioritari ovvero eleggibili alla fruizione delle garanzie di cui al primo periodo, si tiene conto anche dei criteri adottati per la definizione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico. Stabilisce, infine, che agli oneri derivanti dallo svolgimento delle attività disciplinate dalla convenzione si provvede a valere sulle disponibilità del Fondo di garanzia delle opere idriche, nel limite delle risorse destinate alla copertura dei costi di gestione dello stesso.

Il comma 416 proroga al 31 dicembre 2024 le esenzioni in favore delle utenze localizzate nelle c.d. "zone rosse", istituite con ordinanze sindacali nei Comuni di Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria compresi nel cratere sismico 2016/2017.

Il comma 417 proroga al 31 dicembre 2024, per i titolari di utenze relative ad immobili inagibili nei Comuni del Centro Italia ricompresi nel cratere sismico 2016/2017, le agevolazioni tariffarie relative a energia elettrica, acqua, gas, assicurazioni e telefonia.

Il comma 422, relativamente ai Comuni colpiti dal sisma del 2016, esenta, fino al 31 dicembre 2024, gli immobili inagibili a causa del sisma dall'applicazione dell'IMU e della TARI.

Si evidenzia ancora il decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2019/2161 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2019, che modifica la direttiva 1993/13/CEE del Consiglio e le direttive 1998/6/CE, 2005/29/CE e 2011/83/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per una migliore applicazione e una modernizzazione delle norme dell'Unione relative alla protezione dei consumatori".

Detto provvedimento introduce nuove disposizioni per rafforzare la tutela dei consumatori nel caso di clausole vessatorie, di pratiche commerciali scorrette, di concorrenza sleale o di comunicazioni commerciali non veritiere, affrontando alcune tematiche di particolare rilievo, come la trasparenza verso i consumatori, con comunicazioni adeguate sul cambiamento dei prezzi, e prevede sanzioni armonizzate a livello europeo nel caso in cui un professionista utilizzi clausole definite vessatorie, nonché maggiori tutele per vendite in occasione di visite non richieste.

Ci si sofferma anche sul decreto legislativo 10 marzo 2023, n. 24, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2019/1937 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2019, riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione e recante disposizioni riguardanti la protezione delle persone che segnalano violazioni delle disposizioni normative nazionali". La pratica del c.d. "*whistleblowing*" si realizza quando un dipendente (pubblico o privato) segnala condotte illecite di cui ha notizia durante l'esercizio della propria attività lavorativa. Il *whistleblowing* ha, dunque, la finalità di far emergere tutti gli illeciti di interesse generale di natura amministrativa, contabile, civile o penale di un'organizzazione pubblica o privata. Sono tutelati dal decreto legislativo in via diretta gli autori delle segnalazioni (*whistleblower*), delle divulgazioni pubbliche o delle denunce all'autorità giudiziaria o contabile; in via indiretta i facilitatori, le persone del medesimo contesto lavorativo del *whistleblower* che siano legate al medesimo da uno stabile legame affettivo o di parentela entro il quarto grado; i suoi colleghi di lavoro, gli enti di proprietà, gli enti per i quali la stessa persona lavori e gli enti che operino nel medesimo contesto lavorativo del segnalatore.

Il decreto di attuazione della direttiva c.d. "*whistleblowing*" in Italia è entrato in vigore il 30 marzo 2023 e si è applicato a decorrere dal 15 luglio 2023.

Infine, si citano il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2020, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano" e il decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36, recante "Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al Governo in materia di contratti pubblici".



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E *ACCOUNTABILITY***

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

Attività europee nei settori dell'energia

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2023, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle *guideline* adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*).

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento (UE) n. 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete aventi carattere paneuropeo: tali proposte sono, ora, direttamente inviate all'Agenzia (e non più a tutti i regolatori dell'Unione) che si esprime con una propria decisione entro 6 mesi dalla ricezione. Rimane invece immutata la competenza delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento (UE) n. 943/2019 inerenti all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centres*.

A livello organizzativo ACER vede la presenza di un Direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un Comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BOR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Alla fine del 2023 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta come *chair* del BOR. Il Direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BOR che esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3: con il nuovo regolamento (UE) n. 942/2019 i membri del BOR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del Direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal Direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare nel corso del 2023 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dal CEER. Per il triennio 2022-2025 l'attività del CEER è focalizzata su tre aspetti fondamentali: assicurare il funzionamento del mercato in ottica di flessibilità; mettere i consumatori al centro del mercato, favorendone la partecipazione attiva; abilitare l'integrazione dei sistemi energetici, favorendo l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'innovazione.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi, aperti sia ai propri membri sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è spesso coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

Con la propria partecipazione al Gruppo di lavoro Relazioni internazionali di CEER (IRG-CEER), l'Autorità ha contribuito all'elaborazione del posizionamento internazionale del Consiglio dei regolatori europei dell'energia. La nuova strategia internazionale del CEER, formulata dall'IRG e approvata dall'Assemblea del Consiglio, punta all'allargamento delle relazioni globali tra autorità e agenzie di regolazione, a focalizzare l'interazione sulla transizione energetica e a moltiplicare gli sforzi di assistenza e di cooperazione in favore delle realtà istituzionali nuove ed emergenti. L'IRG ha altresì inaugurato rapporti bilaterali e collaborazioni con entità europee e globali di studio e di ricerca (nel 2023, l'Agenzia internazionale per l'energia) e sviluppato il lavoro comune con associazioni affini. Appare rilevante, in questo contesto, la partecipazione dell'Autorità all'Assemblea annuale per il 2023 nonché alla collegata conferenza all'associazione globale dei regolatori francofoni, "REGULA-E", che raccoglie agenzie di regolazione provenienti da tutto il mondo. L'Autorità ha illustrato la propria relazione sulle prospettive delle interconnessioni gassiere dell'area mediterranea, dove assume rilievo crescente il passaggio da un modello "Sud-Nord, da produttore a consumatore" a un modello più complesso, "Est-Ovest" e tra paesi della sponda Sud del Mediterraneo, che, da meri produttori o paesi di transito, diventano essi stessi importatori e consumatori in ragione della crescente domanda di energia primaria.

A proposito dell'allargamento delle prospettive di collaborazione tra regolatori, si rileva la partecipazione dell'Autorità ai lavori del "Comité de Prospective", un'iniziativa di confronto tra istituzioni e portatori d'interesse sugli scenari evolutivi del sistema energetico francese in chiave di transizione, risparmio energetico ed elettrificazione dei consumi finali. Per quanto di carattere nazionale, l'iniziativa ha il merito di trattare, anche nei dettagli tecnici, temi di rilevanza europea; l'originalità del contesto ha sollecitato l'interesse dell'Autorità, che ha partecipato al dialogo e ha contribuito al lavoro di disegno degli scenari su invito del regolatore francese, la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE), coordinatore dei tavoli tecnici e organizzatore dell'evento di presentazione dei risultati alla conferenza di consegna dei risultati del 17 marzo 2023, alla quale ha partecipato, con una relazione sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sul mutamento del ruolo del consumatore in un contesto di radicale cambiamento, il Presidente dell'Autorità.

Attività europee nei settori dell'ambiente

Settore idrico

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha promosso iniziative finalizzate a stimolare un dibattito a livello europeo sull'introduzione di principi comuni di regolazione economica dei servizi idrici. Ciò si è reso possibile, da un lato, attraverso incontri bilaterali con istituzioni europee, dall'altro, per il tramite delle attività di WAREG, l'Associazione dei regolatori idrici in Europa.

L'Autorità ha svolto vari incontri bilaterali con gli Uffici della Direzione generale ambiente della Commissione europea, finalizzati a presentare le modalità di regolazione della qualità dei servizi idrici in Italia, con particolare riferimento al miglioramento dei livelli delle perdite idriche. A tal proposito, rileva ricordare che, ai sensi della direttiva europea 2020/2184 del 16 dicembre 2020, attuata in Italia con il decreto legislativo n. 18/2023, la Commissione europea adotterà entro gennaio 2028 un metodo unico comune a tutta l'Unione europea per il calcolo delle perdite idriche. Negli incontri bilaterali con gli Uffici della Commissione europea, l'Autorità ha avviato un dialogo di natura tecnica volto a illustrare le complessità della misurazione delle perdite reali della rete idrica nei singoli paesi UE e ha raccomandato di non focalizzarsi su di un unico indicatore denominato *Infrastructural Leakage Index* (ILI) ma anche su altre tipologie di indicatori delle perdite idriche sviluppati dalle autorità di regolazione in Europa.

Il 9 marzo 2023, l'Autorità ha partecipato alla conferenza organizzata dal Parlamento europeo "*Revision of the Urban Wastewater Treatment Directive: Just wasted water or a sustainable resource?*", in cui si è sottolineata l'importanza dei principi di recupero dei costi efficienti e di trasparenza delle informazioni al pubblico sui servizi idrici, contenuti nella recente proposta di direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, evidenziando tuttavia la necessità di introdurre riferimenti normativi espliciti sul ruolo che le autorità competenti per la regolazione economica del settore idrico possono svolgere per un'efficace attuazione di tali principi sul territorio dei singoli paesi membri dell'Unione europea.

Nel corso del 2023 l'Autorità ha continuato a presiedere WAREG¹ per il terzo mandato consecutivo dal 2018, che proseguirà fino alla fine del 2024.

1 V. www.wareg.org. Il network WAREG, nato ad aprile 2014 su iniziativa di ARERA, si è costituito come associazione *no profit* di diritto italiano, con sede presso questa Autorità, il 5 dicembre 2017. Vi partecipano 34 autorità di regolazione. Oltre ad ARERA, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per l'elettricità, il gas e il controllo dei prezzi dell'acqua della regione di Bruxelles (BRUGEL); Commissione per la regolazione delle *utility* dell'Irlanda (CRU); Autorità della concorrenza dell'Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica della Macedonia del Nord (ERC); Autorità per il sistema idrico dell'Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Commissione nazionale di regolazione per l'energia e le *utilities* dell'Ucraina (NEURC); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (HEA); Ministero dell'agricoltura della Repubblica Ceca; Commissione per la regolazione dei servizi pubblici dell'Armenia (PSRC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (VERT); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (VVU); Autorità per i servizi idrici del Cossovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori di WAREG: Agenzia catalana per l'acqua (ACA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT); Commissione per l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità di regolazione per energia, rifiuti e acqua della Grecia (RAEWW). Nell'anno in corso sono stati accolti 2 nuovi regolatori: il Ministero dell'agricoltura della Repubblica Ceca e l'Autorità di regolazione per energia, rifiuti e acqua della Grecia (RAEWW).

Nell'anno trascorso, l'associazione si è riunita in quattro occasioni in sede di Assemblea generale, che ne costituisce l'organo decisionale:

- 7-8 marzo 2023, Lisbona (Portogallo). L'Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR) ha ospitato la 27ª Assemblea generale, che ha consentito di adottare una posizione comune sulla proposta di revisione della direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, in discussione al Parlamento e al Consiglio europeo². È stato inoltre adottato il rapporto pubblico di WAREG *"Comparative assessment of energy costs recovery in the tariff methodologies of the water sector across European Countries"*, che presenta il ruolo avuto dalle autorità di regolazione in Europa per cercare di mitigare gli impatti della crisi energetica del 2022 sul settore idrico e sui cittadini³. Tale rapporto ha evidenziato, tra l'altro, la reattività della maggioranza dei regolatori nell'intraprendere misure di contrasto alla crisi, quali per esempio il monitoraggio del fabbisogno energetico e delle modalità di approvvigionamento di energia da parte degli operatori regolati, la capacità di effettuare aggiustamenti tariffari provvisori e straordinari per mitigare gli effetti dell'incremento dei costi sugli utenti finali, con particolare attenzione ai clienti vulnerabili, la raccomandazione di forme di acquisto aggregato di energia tra gruppi di operatori nazionali, e più in generale la promozione di incentivi per l'efficientamento dei consumi energetici e degli investimenti in autoproduzione di energia. Infine, nel corso dell'Assemblea generale, si sono svolte le elezioni del *Board* di WAREG, che hanno nominato come Presidente questa Autorità e come Vicepresidenti i regolatori di Bulgaria, Portogallo e Ungheria, fino alla fine del 2024.
- 6-7 giugno 2023, Pristina (Kosovo). L'Autorità per i servizi idrici del Cossovo (WSRA) ha ospitato la 28ª Assemblea generale, che ha accolto la richiesta del regolatore dell'Ucraina di diventare membro di WAREG; è stato inoltre presentato un rapporto interno di WAREG sulle modalità di monitoraggio degli indicatori delle perdite idriche da parte dei regolatori. Si è poi svolto il primo seminario regionale sulla regolazione dei servizi idrici nell'Europa dell'Est, promosso da WAREG, per favorire la cooperazione tra regolatori di paesi candidati all'UE, e finanziato dal programma TAIEX della Commissione europea.
- 19-20 settembre, Budva (Montenegro). L'Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN) ha ospitato la 29ª Assemblea generale, durante la quale si è approvato un rapporto pubblico di WAREG che analizza 425 indicatori di *performance* delle *utilities* del settore idrico monitorati dalle autorità di regolazione in Europa⁴. Il rapporto fornisce una panoramica sulle metodologie adottate dai regolatori per raccogliere e validare dati, determinare obiettivi per i soggetti regolati e valutarne le *performance* attraverso specifici indicatori. Gli indicatori di *performance* (KPIs) delle *utilities* idriche individuati sono stati suddivisi in cinque categorie: copertura del servizio (49 KPIs), qualità del servizio (99 KPIs), sostenibilità ambientale (33 KPIs), efficienza delle infrastrutture (118 KPIs), efficienza economica (126 KPIs). In generale, dal rapporto emerge che, nonostante la capacità di quasi tutti i regolatori di costruire e monitorare i KPIs, meno della metà di essi ha potere di utilizzarli per esercitare un impatto diretto sugli operatori attraverso le tariffe per gli utenti finali. Nei restanti casi, la pubblicazione di KPIs favorisce comunque un certo sviluppo della qualità dei servizi idrici.
- 5-6 dicembre 2023, Bruxelles (Belgio). La Commissione per l'elettricità, il gas e il controllo dei prezzi dell'acqua della regione di Bruxelles (BRUGEL) ha ospitato la 30ª Assemblea generale. Tra gli esiti principali della riunione, si segnala l'adesione a WAREG dei regolatori di Repubblica Ceca e Grecia; la presentazione di risultati preliminari di una ricerca sulle iniziative di neutralità climatica intraprese nel settore idrico; un seminario istituzionale con esponenti degli Uffici della Commissione europea (DG Ambiente) rispetto ai possibili futuri scenari legislativi europei, con particolare riferimento alle misure per contrastare gli effetti di cambiamenti climatici, per esempio siccità e inondazioni.

² Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/urban-waste-water-treatment-directive-guidelines-from-wareg/.

³ Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/energy-report-wareg/.

⁴ Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/kpis-report-2023-wareg-pdf/.

Inoltre, il 6 dicembre 2023 a Bruxelles si è svolto il 3° Forum europeo della regolazione dei servizi idrici EFRWS⁵, inaugurato dal Commissario europeo per l'ambiente e dal Vicepresidente della Banca europea degli investimenti, che hanno riconosciuto il ruolo fondamentale dei regolatori nello stimolare gli operatori dei servizi idrici integrati a raggiungere gli obiettivi europei di protezione delle risorse idriche, neutralità climatica ed efficientamento dei costi. Il Forum ha messo in rilievo le posizioni di WAREG rispetto alla proposta di direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, attualmente in fase finale di approvazione, sugli obiettivi europei di neutralità climatica e sul ruolo dello stesso WAREG nel favorire una migliore comprensione delle politiche ambientali europee nei paesi candidati all'UE.

Al fine di favorire il processo di integrazione dei paesi candidati all'Unione europea rispetto alle problematiche specifiche del settore idrico, su richiesta delle Autorità di regolazione di Albania, Kosovo, Macedonia del Nord e Montenegro, questa Autorità ha presentato i principali elementi del proprio modello di regolazione in quattro seminari sulla regolazione della qualità dei servizi idrici nei paesi beneficiari, seminari organizzati da WAREG in collaborazione con la Commissione europea⁶ e il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale⁷.

Settore rifiuti

Nel corso del 2023 si sono moltiplicate le proposte legislative e regolamentari di origine comunitaria, anche per dare seguito agli impegni contenuti nel Piano d'azione per l'economia circolare. Esse hanno riguardato, in particolare, la parziale revisione della direttiva quadro sui rifiuti (che allarga il campo d'azione della legislazione sul riciclo a nuovi flussi di rifiuti) e i nuovi obiettivi di riduzione, riciclo e riuso degli imballaggi. Sia per fornire spunti di discussione in merito a tali iniziative, sia per continuare e rafforzare il confronto sugli sviluppi dell'economia circolare e sulla realizzabilità degli obiettivi in condizioni di efficacia ed efficienza, l'Autorità ha intensificato le relazioni con la Commissione europea; in particolare, in un incontro col Direttore "Economia circolare" della Direzione generale ambiente della Commissione (DG ENV) l'Autorità ha aperto un confronto sul ruolo della regolazione economica in materia di economia circolare, riferito agli schemi di responsabilità estesa, agli assetti istituzionali e al ruolo della tariffazione nel sostegno alla gerarchia dei rifiuti.

Dal confronto con la Commissione europea è emersa la necessità di rilanciare le attività della rete europea dei regolatori dei rifiuti urbani, anche in vista degli sviluppi della normativa sui rifiuti previsti nella prossima legislatura (2024-2029). L'Autorità ha promosso una serie di incontri del Gruppo di lavoro Rifiuti in ambito WAREG (*Waste Task Force*), per sollecitare i membri a produrre proposte in vista di incontri tematici tra la Commissione europea e i regolatori europei.

5 Il Forum è l'unico evento istituzionale a livello europeo interamente dedicato al ruolo della regolazione economica nel settore idrico in Europa. Dal 2020, organizzato ogni due anni su iniziativa di questa Autorità, il Forum riunisce istituzioni europee, regolatori nazionali e le principali associazioni europee del settore, per dibattere sullo stato dell'arte dei servizi idrici in Europa e le principali criticità, alla luce degli obiettivi del *Green Deal* europeo, per una completa decarbonizzazione dell'economia europea. È possibile visionare le singole sessioni e i loro contenuti al seguente link: www.wareg.org/efrws/efrws-2023/.

6 Nello specifico, ci si è avvalsi del programma "Technical Assistance and Information Exchange – TAIEX" finanziato dalla Commissione europea.

7 Nello specifico, ci si è avvalsi del programma "Knowledge Exchange Programme – KEP" finanziato dal MAECI mediante il fondo della *Central European Initiative* – un'organizzazione internazionale che promuove la cooperazione tra l'Italia e altri 16 paesi europei – destinato alla Banca europea per la cooperazione e lo sviluppo.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2023 l'Autorità si è contraddistinta per il suo impegno volto a favorire la cooperazione e la collaborazione tecnico-istituzionale a livello sia bilaterale sia multilaterale, consolidando il proprio ruolo di riferimento in ambito internazionale. Per il settore energetico ha continuato a promuovere lo scambio di conoscenze tecniche e *best practices* al fine di promuovere lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. Tenuto conto del contesto internazionale attuale e delle crisi energetiche e climatiche degli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano a essere di interesse strategico per il sistema energetico del nostro Paese.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Con l'obiettivo di fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2023 ARERA ha proseguito le attività intraprese negli anni precedenti; in particolare, con la propria partecipazione ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), è continuata l'azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle Parti contraenti del Trattato dell'*Energy Community*. Il 2023 non ha registrato particolari passi in avanti rispetto al processo di evoluzione dei mercati energetici dei paesi dei Balcani, in quanto non vi è stata la completa trasposizione e l'implementazione (entro il 31 dicembre 2023) del Pacchetto di misure (*electricity integration package*) precedentemente adottato nella riunione del *Ministerial Council* del 15 dicembre 2022. Il Pacchetto stabilisce la base normativa per consentire la piena integrazione dei mercati delle Parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy Community* al mercato europeo. Le misure adottate si basano sul principio di reciprocità tra Stati membri e Parti contraenti, nonché prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone. Il *Ministerial Council*, nella riunione del 14 dicembre 2023, ha sollecitato le Parti contraenti a trasporre l'*electricity integration package* entro il primo trimestre del 2024.

Nello specifico, il quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti in materia di energia e, in particolare, dell'adozione della direttiva UE n. 2019/994 "*On common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU*", il regolamento (UE) n. 943/2019 "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) n. 942/2019 "*Establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*", il regolamento (UE) n. 941/2019 "*Risk Preparedness Regulation*", i *Network Codes/Guidelines on markets and system operation* e nello specifico i regolamenti sul *Capacity Allocation Cogestion Management* – CACM 2015/1222, sul *Forward Capacity Allocation* – FCA 2016/1719, sul *Balancing* – BAL 2017/2195, il regolamento sul *System Operation* – SO 2017/2226 e il regolamento *Emergency and Restoration* – E&R 2017/2196.

Il 7 e l'8 giugno si è tenuto il 28° Forum sull'elettricità ad Atene, durante il quale si sono trattate alcune questioni urgenti, tra cui misure di emergenza e di riduzione della domanda di energia, riforme del mercato elettrico e nuovi elementi di progettazione, nonché la necessità per la Comunità dell'energia di allinearsi alle condizioni per le esenzioni CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*). I partecipanti si sono impegnati in discussioni sull'accoppiamento del mercato e sulla cooperazione regionale dei TSO (*Transmission System Operators*) come elementi costitutivi della sicurezza europea dell'approvvigionamento e dell'integrazione del mercato. Il Forum ha affrontato le sfide relative all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nella rete e nel mercato.

Si è svolto il 28 settembre a Vienna il 18° Forum del gas della Comunità dell'energia, che ha affrontato il tema delle principali misure di sicurezza dell'approvvigionamento di gas. I partecipanti hanno discusso degli approcci alla diversificazione delle fonti, degli acquisti congiunti di gas e dell'importanza del sistema di stoccaggio per rafforzare la sicurezza energetica dell'Europa.

Balkan Energy School (BES): attività svolte

Nel corso del 2023 la BES⁸ ha svolto le seguenti attività:

- 29 marzo: si è tenuto presso la residenza d'Italia a Tirana un incontro di presentazione delle attività del progetto co-finanziato da Iniziativa Centro Europea a beneficio del regolatore albanese ERE, "*Supporting the Albanian Regulatory Authority to improve the efficiency of the wholesale electricity market*", che si concluderà a giugno 2024. Le attività del progetto sono state implementate attraverso i seminari della BES indicati di seguito;
- 30 marzo: seminario "*Risks and challenges of the entry into operation of a Power Exchange*";
- 29 e 30 maggio: seminario "*Current design of the electricity balancing, comparison and interactions with day ahead and intraday markets*" suddiviso in due sessioni: la prima focalizzata sulle modalità di implementazione del regolamento *balancing* con relativa applicazione nei paesi europei e la seconda concentrata sulle presentazioni da parte dei paesi balcanici dello stato dell'arte dei mercati di bilanciamento;
- 13 e 14 settembre: seminario ospitato dal regolatore greco (RAEWW) nell'ambito dell'annuale fiera internazionale di Salonico, "*Implementation of relevant provisions of FCA Regulation*", sull'allocazione della capacità di lungo periodo in base a quanto previsto dal regolamento europeo FCA (*Forward Capacity Allocation*), con una tavola rotonda sul ruolo della piattaforma di allocazione regionale;
- 30 novembre: seminario ospitato da questa Autorità "*How to set up market coupling local implementation projects*" nell'ambito del quadro di sviluppo del pacchetto di misure per il mercato elettrico previsto dall'*Energy Community*, in conformità con le previsioni europee in materia di energia. In questa sede si è comunicata l'aggiudicazione da parte della BES di un nuovo progetto di *capacity building* e scambio di *best practices* nell'ambito del programma KEP (*Know Exchange Programme*), co-finanziato sempre da Iniziativa Centro Europea a beneficio dei membri della BES.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

L'Autorità nel 2023 ha proseguito la propria attività a supporto del MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, partecipando ai seguenti incontri:

⁸ La *Balkan Energy School* (BES) è stata istituita come associazione di diritto italiano *no profit* con sede a Milano presso questa Autorità nel 2022. I suoi membri fondatori oltre all'ARERA sono i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). A partire dal 2023 anche il regolatore della Grecia (RAEWW) è divenuto membro dell'Associazione, mentre quello serbo (AERS) è osservatore. L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell'*Energy Community*, quelli dell'Unione europea a cui si applica il titolo III dello stesso Trattato (ovvero gli Stati membri confinanti con i paesi firmatari) e quelli che hanno o possono avere un interesse nella suddetta area geografica. Lo scopo dell'Associazione è quello di promuovere il dibattito e lo scambio di conoscenze in ambito energetico, con particolare riferimento allo sviluppo, alla regolazione e all'integrazione del mercato, anche tenendo conto dei nuovi parametri di sostenibilità. L'attività dell'Associazione è implementata attraverso una scuola di formazione che organizza seminari tecnici che favoriscono l'acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico con particolare riferimento alla Regione balcanica e del Sud-Est Europa. La BES svolge inoltre un'azione istituzionale e di *capacity building* inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della Regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

- 14 giugno a Rodi, presso il regolatore greco RAEWW, terzo *workshop* dei Presidenti dei regolatori membri di MEDREG, *"The Role of a Coherent Regulation in Promoting Energy Transition in the Mediterranean Region"*. In tale sede ci si è soffermati sulle principali criticità e sfide relative alla transizione energetica nell'area del Mediterraneo e sulle possibili soluzioni per accelerare il processo di decarbonizzazione del settore energetico nella regione in linea con il quadro regolatorio. Questa Autorità ha moderato la *roundtable "Challenges and Way Out in the Mediterranean Region"*;
- 15 giugno a Rodi, 35ª Assemblée generale MEDREG, durante la quale è stato approvato l'ingresso del ventottesimo membro dell'associazione, il regolatore dei servizi energetici e idrici del Nord Macedonia (ERC);
- 4 e 5 dicembre a La Valletta, presso il regolatore per i servizi energetici e idrici di Malta (REWS), si è svolta la 36ª Assemblée generale.

Infine, nel corso del 2023, si sono tenute regolarmente le riunioni dei gruppi di lavoro tecnici e sono stati organizzati nell'ambito delle medesime attività tecniche *workshop ad hoc* e *training* per i propri membri, a cui questa Autorità ha contribuito con la propria partecipazione:

- per il settore elettrico, il gruppo di lavoro ha redatto il rapporto *"Smart Metering and Smart Grid"*, alla cui definizione l'Autorità ha partecipato attraverso dati e informazioni in merito alla situazione e alle prospettive in Italia. Le attività si sono inoltre concentrate sullo sviluppo dei rapporti con altre associazioni e organizzazioni (Unione per il Mediterraneo, MED-TSO), analisi dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nell'area, organizzazione di eventi e seminari di presentazione delle attività precedenti (in particolare, dei risultati dell'osservatorio MEMO – *Mediterranean Electricity Markets Observatory* nel 2022);
- per la promozione dello sviluppo delle rinnovabili, il gruppo di lavoro "Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica" ha elaborato il rapporto annuale, dedicato ai meccanismi di efficienza ed etichettatura energetica *"Energy Efficiency Mechanisms and Energy Labelling"*; l'assistenza ai membri sui temi dell'integrazione delle rinnovabili; l'organizzazione di appuntamenti e seminari sugli sviluppi della sostenibilità ambientale nell'area, con particolare riferimento al potenziale di risparmio energetico e agli effetti delle rinnovabili intermittenti sul profilo produzione/prezzi della generazione elettrica. A tal proposito, è stato organizzato un seminario di presentazione del lavoro svolto sulla diffusione, nell'area mediterranea, delle fonti rinnovabili *"Role of Energy Efficiency in Energy Transition"* nel mese di settembre 2023 a Beirut;
- per le attività a carattere istituzionale, è stato redatto il rapporto *"NRA's Role in Opening the market to Competition"* che esamina il ruolo delle autorità nazionali di regolamentazione (NRA) nel promuovere la concorrenza sui mercati dell'energia, con particolare attenzione allo sviluppo dei mercati all'ingrosso e al monitoraggio degli stessi. È stato anche organizzato nel mese di ottobre un *workshop "Rules to Manage Conflicts of Interest"* ;
- per il settore gas, è stato redatto il *report "Tackling Security of Supply Concerns in the Current Gas Crisis"*, con l'obiettivo di analizzare le misure che sono state messe in atto per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nell'area del Mediterraneo, di valutare il ruolo del Gnl a confronto degli approvvigionamenti via gasdotto e di discutere il ruolo dei regolatori attraverso specifici casi studio. Sono, inoltre, stati avviati nel corso del 2023 i lavori di una *task force ad hoc* sullo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno nell'area del Mediterraneo. MEDREG ha presenziato al Forum Gastech del 5-8 settembre 2023 a Singapore;
- relativamente ai consumatori, il gruppo di lavoro ha aggiornato il *report "Guidelines of good practices on consumer protection rules and communication strategies"*.

Partecipazione al Comitato consultivo delle Autorità indipendenti dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF)

Con il 2023 il Comitato consultivo delle Autorità di regolazione dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF) – organizzazione internazionale che raccoglie Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese allo scopo di promuovere lo sfruttamento delle risorse di gas naturale dell'area e la creazione di un mercato regionale integrato – è entrato in piena operatività. Il RAAC ha elaborato documenti sul ruolo della regolazione nella promozione dell'integrazione regionale dei mercati del gas naturale, ha promosso il confronto sulle prospettive di sviluppo delle risorse gassiere nell'area e ha discusso dei possibili modelli di costruzione, di conduzione e di sviluppo delle infrastrutture di trasporto internazionale del gas, anche in riferimento ai potenziali sviluppi dell'idrogeno verde e alla capacità delle nuove infrastrutture di convogliare verso le aree di consumo gas decarbonizzati. Più nel dettaglio, questa Autorità ha direttamente contribuito, in collaborazione con la presidenza cipriota del Forum e del Comitato dei regolatori, a:

- definire l'agenda di medio-lungo termine del RAAC, attraverso l'elaborazione del programma di lavoro e la definizione dei temi di discussione per le riunioni del Comitato;
- migliorare l'efficacia del processo di elaborazione e di decisione, tramite proposte di modifica delle regole interne di funzionamento del Comitato, nonché di dimensionamento e utilizzo delle risorse eventualmente allocate al Comitato stesso;
- specificare, nell'ambito dello studio "*Gas Monetization in the Euromediterranean Region*", le necessità di avvicinarsi/armonizzazione dei quadri regolatori nazionali a sostegno dell'integrazione regionale, con particolare riferimento al dialogo regolatorio su tariffe d'uso e allocazione della capacità delle infrastrutture.

Le attività dei regolatori in ambito EMGF hanno inevitabilmente risentito del rallentamento delle attività generali del Forum causato dalla crisi in Medio Oriente.

Adesione dell'Autorità al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*

Dal 2016, ARERA aderisce al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*, in ragione dell'istituzione del Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR ai sensi del Codice del consumo (su tali aspetti si veda più diffusamente il successivo Capitolo 10), nell'ambito delle attività istituzionali connesse alla promozione e alla diffusione dell'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) e, più in generale, alla tutela dei consumatori nei settori energetici. Oltre all'Italia, fanno parte dell'associazione *Ombudsmen*⁹ Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, operanti sia nel territorio UE che extra-UE, a livello nazionale o regionale, riconducibili ai seguenti Paesi: Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Grecia (*The Greek Ombudsman*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*Commission Wallonne pour l'Energie – CWAPE*).

L'associazione, il cui assetto organizzativo è stato oggetto di ulteriore semplificazione ed efficientamento in funzione degli obiettivi del *network*, promuove, in particolare, lo sviluppo e la conoscenza degli strumenti di

⁹ Gli *Ombudsmen*, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, per mezzo anche di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficientamento della normativa e della regolazione applicabili al settore/ai settori di cui si occupano.

ADR, anche mediante lo scambio di esperienze e *good practices* e la condivisione delle relazioni di attività fra i membri, in particolare in occasione delle *General Assembly* (l'ultima, per il 2023, si è tenuta nel mese di novembre), supportando, inoltre, le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

Relazioni bilaterali

Allo scopo di favorire gli scambi e di alimentare, secondo le indicazioni di pianificazione strategica, la diffusione delle buone pratiche regolatorie in funzione di una sempre maggiore integrazione dei mercati dell'energia, questa Autorità ha svolto anche nel 2023 attività di *capacity building* e di esame delle pratiche regolatorie, nonché confronti istituzionali con le autorità di regolazione di paesi extraeuropei:

- Brasile. Il 23 maggio l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica del Brasile nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE volta a favorire il trasferimento di conoscenze relative alla transizione energetica, il cambiamento climatico e il ruolo dei regolatori nel processo di integrazione delle reti intelligenti.
- Autorità palestinese. Il 23 giugno 2023 l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica dell'Autorità palestinese nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE sulle stesse tematiche affrontate con i rappresentanti brasiliani.
- Israele. Il 13 settembre 2023 ARERA ha ospitato un'ampia delegazione istituzionale di Israele, composta da rappresentanti dei Ministeri dell'ambiente e dell'economia interessati al funzionamento del sistema industriale e istituzionale di gestione dei rifiuti in Italia, anche in vista di possibili riforme del settore finalizzate a incrementare il tasso di recupero di materia e di energia. L'illustrazione dell'architettura istituzionale europea e nazionale, nonché l'esame delle competenze e delle responsabilità affidate a questa Autorità dal Legislatore nazionale, hanno costituito base di discussione per l'analisi delle opportunità di collegare la gestione del ciclo dei rifiuti urbani alla difesa dell'ambiente e alla promozione di un'economia circolare.
- Giordania. L'11 ottobre 2023 l'Autorità ha ricevuto una delegazione del Ministero per l'acqua e l'irrigazione della Giordania, a conclusione di una visita-studio in Italia organizzata dalle agenzie di cooperazione allo sviluppo di Stati Uniti d'America (USAid) e Germania (GIZ). La delegazione ha approfondito storia, struttura e benefici della regolazione idrica in Italia e, in particolare, la regolazione della qualità tecnica, anche con riferimento ai meccanismi incentivanti per la riduzione delle perdite idriche.

Relazioni multilaterali

Nel corso del 2023, l'Autorità ha partecipato a entrambe le riunioni organizzate dal *Network of Economic Regulators* (NER) dell'OCSE del 27 aprile e del 1° dicembre, in cui si è discusso degli indicatori di buona *governance* dei regolatori e sono stati presentati i risultati preliminari di una ricerca del NER sul contributo dei medesimi regolatori alla sostenibilità ambientale.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

Segnalazioni

Segnalazione a Parlamento e Governo in merito all'approvazione dell'articolo 36-ter della legge 3 luglio 2023, n. 85, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro"

Con la segnalazione del 6 luglio 2023, 308/2023/I/eel, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sulle rilevanti criticità legate all'approvazione dell'articolo 36-ter della legge 3 luglio 2023, n. 85, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro". Tale articolo prevede che, al fine di salvaguardare il personale impiegato nei *contact center* per la gestione di attività connesse con il servizio di maggior tutela elettrico, servizio in fase di progressiva rimozione, sia inserito l'istituto della clausola sociale all'interno degli schemi delle procedure competitive per il passaggio dal mercato tutelato al mercato dei servizi a tutele graduali. Tale clausola sociale prevede che, in caso di successione di imprese nel contratto di appalto con il medesimo committente e per la medesima attività di *call center*, il rapporto di lavoro continui con l'appaltatore subentrante, in aderenza anche a quanto previsto dai contratti collettivi di lavoro.

La legge 4 agosto 2017, n. 124, legge annuale per il mercato e la concorrenza, come da ultimo novellata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6, ha stabilito la progressiva rimozione dei regimi di tutela di prezzo secondo tempistiche distinte rispettivamente per le piccole e le microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici di entrambi i comparti di energia elettrica e di gas naturale non serviti nel mercato libero (art. 1, commi 59 e 60).

La medesima legge ha, inoltre, affidato all'Autorità:

- a) il compito di adottare *"disposizioni per assicurare, dalle date di rimozione della tutela di prezzo, un servizio a tutele graduali per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica (che attualmente hanno diritto al servizio di maggior tutela), nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura a tutela di tali clienti"*;
- b) al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il compito di adottare, con riferimento a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, un decreto per definire *"le modalità ed i criteri per l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali, tenendo conto della necessità di concorrenza, pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato"* (art. 1, comma 60-bis).

Il decreto ministeriale del 17 maggio 2023, che reca le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, dispone *"alla luce della concentrazione dell'offerta riscontrata nel servizio di vendita dell'energia elettrica e della elevata numerosità di clienti domestici ancora serviti in maggior tutela, al fine di garantire condizioni concorrenziali e pluralità di offerte, la necessità di introdurre meccanismi di gradualità nella transizione al mercato libero"*. A tale fine, lo stesso decreto dispone, entro il 10 gennaio 2024:

- i) la conclusione delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (art. 2, comma 1);
- ii) che l'Autorità assicuri che il superamento del vigente regime di maggior tutela avvenga in conformità alle disposizioni del diritto eurounitario per i clienti vulnerabili (art. 1, comma 3).

Da ultimo, il 29 giugno 2023, il Parlamento ha approvato, in via definitiva, il disegno di legge "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 maggio 2023, n. 48, recante misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro", che contiene l'art. 36-ter, che prevede che "[...] all'interno degli schemi delle procedure competitive di cui al decreto ministeriale di attuazione dell'articolo 1, comma 60-bis, della legge 4 agosto 2017 n. 124, è applicato, nel passaggio dal mercato tutelato al mercato servizi a tutele graduali (STG) e successivamente al mercato libero, l'obbligo dell'utilizzo dell'istituto della clausola sociale in applicazione di quanto previsto dall'articolo 1, comma 10, della legge 28 gennaio 2016, n. 11, e nel rispetto delle previsioni del contratto collettivo nazionale di lavoro del personale dipendente da imprese esercenti servizi di telecomunicazioni".

Considerato quanto sopra, l'Autorità ha inteso evidenziare come l'approvazione dell'art. 36-ter in esame, a ridosso del completamento dell'attività regolatoria funzionale all'esecuzione delle prossime procedure concorsuali entro la fine dell'anno, renda necessaria un'attività di approfondimento e di attuazione non compatibile con l'anzidetta scadenza del 10 gennaio 2024 per l'identificazione degli esercenti il servizio a tutele graduali e il successivo avvio del servizio.

L'Autorità ha segnalato, al fine di consentire ai partecipanti alle prossime procedure concorsuali di formulare la propria offerta economica, la necessità di mettere a loro disposizione una serie di informazioni sul personale coinvolto dalla clausola sociale prevista dall'articolo in questione; informazioni che dovrebbero essere acquisite presso tutti gli attuali esercenti la maggior tutela che risultano, al momento della stesura della segnalazione, più di un centinaio. Il dettaglio di tali informazioni deve essere definito in coerenza con quanto avviene nelle gare di appalto, che prevedono tale clausola, per indicare gli elementi rilevanti per la formulazione dell'offerta. Al riguardo, l'Autorità ha evidenziato che l'attività di acquisizione delle predette informazioni presso un numero così rilevante di operatori esige tempi congrui per permettere, da un lato, agli esercenti la maggior tutela di raccogliere e trasmettere tutti i dati richiesti e, dall'altro, ai partecipanti alle gare, di analizzarli in modo da formulare le proprie offerte economiche anche in base al piano di assorbimento del personale soggetto alla clausola sociale. Tali attività appaiono del tutto incompatibili con le tempistiche attualmente previste per l'esecuzione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali.

In particolare l'Autorità ha inteso segnalare come la previsione della clausola sociale nell'ambito delle prossime procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, da un lato, non risulti compatibile con il rispetto del termine di gennaio 2024 per la conclusione di tali procedure, in considerazione delle tempistiche associate alle attività necessarie per darvi puntuale e corretta attuazione e, dall'altro, crei potenziali complessità applicative e procedurali che potrebbero ridurre la partecipazione alle predette gare, a detrimento degli esiti concorrenziali delle stesse.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria presso la Commissione Politiche dell'Unione europea in merito agli atti della Commissione europea COM (2022) 540 (Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque) e COM (2022) 541 (Trattamento delle acque reflue urbane)

Con la memoria 20 marzo 2023, 106/2023/I/idr, l'Autorità ha fornito alla Commissione Politiche dell'Unione europea del Senato le proprie considerazioni in merito ai profili di conformità ai principi di sussidiarietà e di proporzionalità degli atti COM (2022) 540 (Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque) e COM (2022) 541 (Trattamento delle acque reflue urbane).

Gli atti COM(2022) 540 contemplano la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio recante modifica della direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, della direttiva 2006/118/CE sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento e della direttiva 2008/105/CE relativa a standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque, con la finalità di giungere alla progressiva riduzione ed eliminazione dell'inquinamento provocato dal rilascio di sostanze chimiche dannose e persistenti negli ecosistemi acquatici, anche in considerazione dei molteplici usi dei corpi idrici.

Gli atti COM (2022) 541 riguardano la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente il trattamento delle acque reflue urbane (rifusione), che intende innovare la direttiva 91/271/CEE attualmente vigente. La proposta di revisione della direttiva è volta a stimolare una protezione costante dell'ambiente dalle ripercussioni negative provocate dagli scarichi di acque reflue urbane non sufficientemente trattate e, al contempo, a contribuire maggiormente alla protezione della salute pubblica. Essa persegue, inoltre, l'obiettivo di migliorare l'accesso ai servizi igienico-sanitari e alle informazioni chiave relative alla *governance* delle attività di raccolta e di trattamento delle acque reflue urbane. La proposta punta, peraltro, a contribuire al progressivo azzeramento delle emissioni di gas a effetto serra connesse alle attività di raccolta e di trattamento delle acque reflue urbane, in particolare riducendo ulteriormente le emissioni di azoto, ma anche promuovendo l'efficienza energetica e la produzione di energia rinnovabile, concorrendo in tal modo al raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 sancito dal regolamento (UE) n. 1119/2021 del Parlamento europeo e del Consiglio.

In particolare, le considerazioni dell'Autorità in merito alle proposte di revisione delle direttive in analisi si sono soffermate sugli aspetti riguardanti il collettamento e il trattamento delle acque reflue, in ragione del rilevante impatto che le nuove regole potrebbero avere sul settore idrico e sui suoi utenti a livello nazionale.

Le valutazioni che seguono in relazione alla proposta della Commissione europea di revisione della direttiva acque reflue sono state elaborate sulla base dell'analisi dei dati in possesso dell'Autorità, con particolare riferimento ai dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e la suddivisione degli impianti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche), per l'anno 2021. Con riferimento ai dati di qualità tecnica, si evidenzia come le informazioni siano relative a un campione di 145 gestioni che servono l'82,7% della popolazione italiana. Le quantificazioni economiche, invece, essendo relative a questioni molto specifiche, sono state tratte su campioni più ridotti di gestioni, che hanno evidenziato nei propri

Programmi degli interventi gli elementi ricercati in maniera sufficientemente esplicita. In generale, si osserva come le quantificazioni indicate sono da intendersi come le migliori stime disponibili a partire dai dati già in possesso di questa Autorità, che sono stati ottenuti tramite raccolte effettuate con scopi diversi da quelli qui indicati. Non sono, pertanto, da considerarsi come dati esaustivi, ma semplicemente come indicazione degli ordini di grandezza dei costi associati. Si è inoltre evidenziato che le valutazioni riportate sono state effettuate nell'ipotesi di approvazione della direttiva entro il 2023 e di recepimento da parte dell'ordinamento italiano entro il 2025; diversamente, le proposte relative alle scadenze andrebbero adattate.

La nuova definizione di agglomerato non fa più riferimento al concetto di popolazione/attività economiche "sufficientemente concentrate", ma è precisata facendo riferimento al carico inquinante delle acque reflue, individuando una soglia minima di concentrazione di abitanti equivalenti che deve essere pari ad almeno dieci abitanti equivalente per ettaro. L'Autorità ha manifestato apprezzamento per la nuova, più precisa, definizione di agglomerato, che potrebbe aiutare a correggere alcune disparità di applicazione rilevate in passato nei diversi Stati membri. In ogni caso, in sede di implementazione, si è suggerito di porre particolare attenzione al processo di definizione degli agglomerati, avendo cura di coinvolgere anche gli Enti di governo dell'ambito e i gestori del servizio idrico integrato, in quanto soggetti maggiormente a conoscenza della morfologia territoriale e delle implicazioni operative e di costo dell'estensione delle reti fognarie. Da valutare anche l'opportunità di precisare nelle disposizioni transitorie le modalità di gestione dell'eventuale discontinuità territoriale derivante dal disegno degli agglomerati conseguente alla nuova definizione: l'argomento potrebbe assumere rilievo non tanto per le condanne già in essere (che presumibilmente continueranno a seguire la definizione attualmente vigente), ma per le procedure di infrazione in corso, per le quali la nuova definizione di agglomerato (adeguatamente motivata) potrebbe fornire ulteriori elementi/risolvere alcune problematiche.

Riguardo ai sistemi di raccolta fognaria, la combinazione delle osservazioni tecniche ed economiche relative a questo articolo ha fatto propendere per la richiesta di posporre la scadenza di tale obbligo ad almeno il 31 dicembre 2035.

In merito ai sistemi individuali di depurazione, poiché oltre ai costi di adeguamento tecnico, andranno considerati anche i costi aggiuntivi per ispezioni/controlli e attività di *reporting*, l'Autorità ha proposto di estendere i termini di recepimento, in analogia con quanto proposto per gli impianti con trattamento secondario e terziario, cui la Commissione fa riferimento e, inoltre, ha suggerito di delimitare con più precisione l'ambito della delega alla Commissione.

Relativamente ai piani di gestione delle acque reflue urbane e riduzione degli effetti degli eventi meteorici, l'Autorità ha posto in evidenza come per gli agglomerati più grandi (maggiori o uguali a 100.000 A.E.) occorra distinguere le seguenti valutazioni:

- per quanto riguarda l'istituzione del Piano integrato di gestione delle acque reflue urbane entro il 31 dicembre 2030, dai dati a disposizione di questa Autorità è emerso come i gestori potenzialmente interessati dalla nuova disposizione siano circa il 41% del campione, per un numero di impianti di depurazione interessati dalla predisposizione del piano pari a 145 (5,3% del totale di impianti gestiti di potenzialità almeno pari a 2.000 A.E.). I numeri in considerazione portano a considerare sostanzialmente adeguate le tempistiche per l'introduzione del Piano;
- con riferimento, invece, agli obblighi di riduzione del carico prodotto dalle acque meteoriche entro il 2035, si è rilevato come siano previsti solo 5 anni per realizzare infrastrutture per ridurre l'inquinamento prodotto dalle

acque meteoriche. Tale tempistica è apparsa molto sfidante per la realizzazione di tali infrastrutture (vasche di prima pioggia o, addirittura, realizzazione di reti duali) e, pertanto, si è proposto di estenderla al 2040.

In relazione, invece, agli agglomerati compresi tra 10.000 e 100.000 A.E., la norma prevede:

- a) entro il 31 dicembre 2025, l'identificazione degli agglomerati in cui si verificano condizioni critiche specificate;
- b) entro il 31 dicembre 2035 l'istituzione del Piano integrato per tali agglomerati;
- c) entro il 31 dicembre 2040 la riduzione del carico prodotto dalle acque meteoriche in tali agglomerati.

Dai dati in possesso dell'Autorità risulta che gli impianti potenzialmente interessati siano 846 (34% degli impianti almeno pari a 2.000 A.E.). Pertanto, sulla base dei numeri indicati, l'Autorità ha evidenziato che la tempistica individuata per l'identificazione degli agglomerati che presentano criticità (31 dicembre 2025) sia troppo ravvicinata, e ciò potrebbe non consentire lo svolgimento di una compiuta analisi sui carichi inquinanti legati a tali agglomerati.

L'Autorità ha proposto di estendere tale tempistica al 2030, allineandola alla scadenza per l'istituzione del Piano integrato per gli agglomerati maggiori. Di conseguenza, pur mantenendo la scadenza del 2035 per l'istituzione del Piano integrato, potrebbe essere rivalutata, sempre in analogia con la proposta di revisione per gli agglomerati superiori a 100.000 A.E., la tempistica per l'adeguamento degli agglomerati compresi tra 10.000 e 100.000 A.E. alla riduzione dei carichi inquinanti, al 2045.

Riguardo al trattamento secondario la nuova proposta richiede di effettuare gli adeguamenti sugli impianti esistenti, mentre per i territori attualmente in procedura di infrazione per mancanza di depuratori, si presume che il progetto in corso di realizzazione preveda già almeno un trattamento. L'Autorità, pur condividendo la previsione della norma in questione, ha proposto, a titolo prudenziale, che la tempistica prevista dalla normativa sia prorogata al 31 dicembre 2030.

Sempre riguardo alle tempistiche, per quanto riguarda gli agglomerati compresi tra 1.000 e 2.000 A.E, considerando che le tempistiche di adeguamento variano generalmente tra 1 e 3 anni, mentre la realizzazione di nuovi depuratori è procedura complessa, anche solo per individuare il sito da utilizzare, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre una dilazione dei tempi, in analogia con quanto richiesto in tema di sistemi di raccolta fognaria, proponendo un termine al 31 dicembre 2035.

Le tempistiche previste dalla normativa relative al trattamento terziario si sono considerate adeguate.

In ordine al trattamento quaternario, si è evidenziata l'importanza di una definizione puntuale, coordinata e tempestiva delle aree sensibili (di cui all'art. 7 – trattamento terziario) e delle aree "a rischio" (in cui i microinquinanti determinano un rischio per la salute o per l'ambiente, di cui all'articolo 8 – trattamento quaternario): la possibile coincidenza o meno tra le due definizioni può determinare che impianti tra i 10.000 e i 100.000 A.E. rientrino nell'ambito di applicazione dei parametri sia dell'art. 7 sia dell'art. 8, oppure in uno solo dei due articoli, da cui l'esigenza di una valutazione complessiva.

In relazione alla responsabilità estesa del produttore, l'Autorità ha manifestato particolare apprezzamento per la previsione, che risponde al principio europeo "*chi inquina paga*".

Riguardo alla neutralità energetica degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, l'Autorità ha proposto, sia per incentivare la produzione di energia rinnovabile sul territorio nazionale, sia per minimizzare le possibili procedure di infrazione, di richiedere maggiore flessibilità in relazione ai siti di produzione di energia, per esempio, attraverso la promozione delle forme di autoproduzione e di autoconsumo, secondo quanto previsto dalle direttive europee attuate in Italia dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 201/2021 o, perlomeno, consentendo di conteggiare come energia prodotta ai fini di questa direttiva anche eventuali quote di energia rinnovabile prodotte dai gestori degli impianti di trattamento dei reflui urbani o da aziende del medesimo gruppo in aree diverse dal sito di depurazione. Anche le soglie impiantistiche indicate sono parse particolarmente sfidanti, alla luce dei vincoli menzionati. Conseguentemente, si è proposto un innalzamento a 100.000 A.E. come soglia oltre la quale assegnare l'obiettivo di neutralità energetica.

Di conseguenza, in alternativa all'innalzamento della soglia impiantistica, si sono prospettate la rimodulazione e la dilazione dei termini dell'obbligo di neutralità energetica, per esempio nei termini che seguono: per il 20% dell'energia prodotta rispetto a quella consumata al 2030, per il 50% al 2035 e per il 75% al 2040.

Relativamente alla valutazione e gestione del rischio, con riferimento alle scadenze previste, l'Autorità ha proposto di unificare la previsione di svolgimento della valutazione e della gestione dei rischi (attualmente prevista dopo due anni) con le tempistiche previste per la definizione delle aree in cui la concentrazione o l'accumulo di microinquinanti costituisce un rischio per la salute umana o per l'ambiente (art. 8 sul trattamento quaternario), per le quali il termine massimo è previsto al 31 dicembre 2030. Tale unificazione di scadenze consentirebbe di esaminare in maniera più compiuta e complessiva la situazione dei diversi territori.

Riguardo alla trasparenza non si sono ravvisate particolari criticità, ma si è evidenziata l'opportunità di avvalersi dei sistemi di monitoraggio e di trasparenza esistenti, anche al fine di non duplicare le richieste ai gestori.

A tal proposito, peraltro, si posta in rilievo l'opportunità di menzionare nella proposta della Commissione europea il ruolo delle Autorità di regolazione tutt'oggi esistenti, spesso dotate di competenze di raccolta, di monitoraggio e di validazione dei dati richiesti agli operatori dei servizi interessati dalla direttiva. Tali competenze, infatti, possono risultare di grande rilievo nell'assicurare l'affidabilità dei dati raccolti presso gli operatori, che dovranno essere oggetto degli obblighi di *reporting* alla Commissione europea da parte dei governi nazionali.

Sul tema del monitoraggio l'Autorità ha considerato condivisibili le tempistiche proposte, anche in relazione alle pratiche già adottate dai gestori più virtuosi, pur evidenziando che l'incremento nell'attività di monitoraggio sarà inevitabilmente accompagnato da un incremento dei costi di gestione.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante "Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali"

Con la memoria 11 aprile 2023, 161/2023/I/com, l'Autorità ha espresso alle Commissioni Finanze e Affari sociali della Camera dei deputati le proprie considerazioni in merito al decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante

“Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l’acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali” e, in particolare:

- sull’art. 1, comma 1, che dispone la rideterminazione, per il secondo trimestre 2023, da parte di questa Autorità, delle agevolazioni relative alle tariffe per le forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti in gravi condizioni di salute, fino alla concorrenza dell’importo di 400 milioni di euro; nonché sul comma 2 del medesimo art. 1 che prevede che, dal secondo trimestre 2023 e fino al 31 dicembre 2023, l’accesso alla tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale per i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico avvenga sulla base dell’Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 30.000 euro, anziché fino a 20.000 euro come in precedenza previsto per tali nuclei.

In proposito, si evidenzia che l’Autorità ha dato attuazione alla sopracitata disposizione con la delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com. Ci si sofferma, in particolare, sul fatto che la norma in esame prevede che la copertura del relativo onere economico sia a valere “sulle risorse disponibili sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali – CSEA per l’anno 2023”. A tale scopo saranno utilizzati i residui degli stanziamenti disposti per il rafforzamento del bonus sociale per i trimestri precedenti. Lo stesso art. 1, al comma 2, prevede che, dal secondo trimestre 2023 fino al 31 dicembre 2023, i bonus sociali elettrico e gas a favore dei nuclei familiari con almeno quattro figli a carico siano rideterminati sulla base dell’Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) pari a 30.000 euro, anziché i 20.000 euro attuali, fino alla concorrenza di 5 milioni di euro;

- sull’art. 2, commi 4 e 5, che recano, limitatamente al mese di aprile 2023, l’applicazione agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi l’anno delle aliquote negative della componente tariffaria UG2C, pari al 35% del valore applicato nel trimestre precedente, nonché, per tutto il secondo trimestre 2023, l’azzeramento delle altre aliquote degli oneri generali di sistema per il settore gas.

Per queste finalità è autorizzata per l’anno 2023 la spesa di 280 milioni di euro, come somma di 160 milioni di euro, per l’applicazione della componente negativa UG2C ai consumi del mese di aprile 2023, e di 120 milioni di euro, per il mantenimento per l’intero secondo trimestre 2023 delle aliquote azzerate degli alti oneri generali di sistema. In particolare, l’onere per la componente tariffaria negativa UG2C (applicata ai consumi gas fino a 5.000 Smc/anno) nel mese di aprile è stimato sulla base di consumi, per tali scaglioni, per 1,4 miliardi di Smc. A tali volumi si applica, limitatamente al mese di aprile, un’aliquota di -11,3241 centesimi/Smc, mentre nel primo trimestre 2023 si è applicata un’aliquota di -32,3545 centesimi/Smc per tutti i mesi del trimestre. Con la delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com, questa Autorità ha dato attuazione alla norma in analisi, confermando l’annullamento delle componenti tariffarie RE, RET, GS, UG3, UG3T e fissando, per il mese di aprile 2023, a -11,3241 c€/mc (il 35 % del valore applicato nel primo trimestre 2023, pari a -32,3545 c€/mc) l’aliquota negativa dell’elemento UG2C applicabile agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi l’anno. Ciò comporterà un corrispondente impatto sui prezzi complessivi applicati ai clienti finali del servizio di tutela, temperato dalla riduzione dei consumi tipica del periodo;

- sull’art. 3 che prevede la possibilità di erogare, previa adozione di un decreto interministeriale, un contributo in quota fissa e differenziato per zone climatiche, a parziale compensazione delle spese sostenute dalle famiglie per le spese di riscaldamento (a eccezione di quelle già titolari di bonus sociale), nel caso in cui nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all’ingrosso superi la soglia di 45 euro/MWh, fino alla concorrenza dell’importo di 1.000 milioni di euro.

Il comma 2 assegna a questa Autorità di regolazione la definizione delle modalità applicative e della misura del contributo, tenendo conto dei consumi medi di gas naturale, sulla base dei criteri fissati dal decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, da adottare di concerto con il Ministro dell’economia e

delle finanze. Al riguardo, l'Autorità intende richiamare l'attenzione del Legislatore su alcuni aspetti di primaria importanza per l'attuazione di questa misura di protezione. In primo luogo, si ritiene necessario chiarire, in sede di conversione del decreto legge in esame, che il contributo in quota fissa e differenziato per zone climatiche deve essere applicato tramite le bollette elettriche (come si evince dal riferimento contenuto nella disposizione, ai "clienti domestici residenti", dal momento che tale tipologia di utenza è individuata solo per le forniture di energia elettrica e non per quelle di gas, e dalla citazione fatta nella Relazione tecnica al provvedimento oggi in discussione). Ciò permette di raggiungere tutta l'utenza domestica residente e di erogare il contributo indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato per il riscaldamento; inoltre, il fatto che detto contributo sia erogato in quota fissa costituisce un incentivo al risparmio energetico. In secondo luogo, è necessario richiamare l'attenzione sui tempi di implementazione della misura. Affinché sia concesso agli operatori il tempo tecnico necessario per rendere il contributo efficace già dal primo mese di attuazione, è essenziale che il previsto decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sia effettivamente adottato quanto prima, tenendo conto anche dei tempi necessari per la successiva consultazione prodromica al provvedimento dell'Autorità. Tra l'altro, la disposizione che prevede che siano esentate le famiglie titolari di bonus sociali (al riguardo, si ritiene opportuno che la norma espliciti il riferimento al bonus sociale elettrico) implica – ove confermata in sede di conversione – aggiustamenti ai sistemi di fatturazione dei venditori e, quindi, relativi ai tempi di attuazione. In terzo luogo, si valuta necessario un chiarimento in ordine al circuito del finanziamento della misura. L'Autorità considera possibili due opzioni: una prima opzione prevede il trasferimento delle somme stanziare alla CSEA (come già avviene per il bonus sociale) e da questa alle imprese distributrici (di energia elettrica, per quanto detto sopra) e da queste ai venditori; una seconda opzione prevede, invece, che le somme stanziare siano erogate dall'Agenzia delle entrate direttamente alle società di vendita. Tenendo conto del fatto che la misura potrebbe interessare, ove il prezzo medio mensile del gas naturale superasse la soglia prevista dalla norma, oltre 18 milioni di utenze (pari a 23,5 milioni di clienti domestici residenti meno circa 5 milioni di titolari di bonus sociale), l'Autorità considera preferibile perseguire la soluzione meno complessa sotto il profilo dell'attuazione. Infine, l'orizzonte della misura limitato al solo trimestre ottobre-dicembre 2023 presenta criticità sotto il profilo sia della protezione dei consumatori nell'intero periodo invernale 2023/2024, dato che eventuali prezzi elevati del gas nei mesi tra gennaio e marzo 2024 non darebbero luogo al contributo previsto, sia per il rapporto benefici/costi dell'implementazione della misura che – come visto – richiede importanti aggiustamenti dei sistemi informativi dei venditori. L'Autorità assicura sin da ora alle strutture ministeriali competenti la doverosa e consueta collaborazione per l'implementazione più efficace della norma in esame.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 14 aprile 2023, n. 39 recante disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche"

Con la memoria 4 maggio 2023, 178/2023/II/idr, l'Autorità ha illustrato alle Commissioni Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica e Industria, commercio, turismo, agricoltura e produzione agroalimentare del Senato della Repubblica le proprie osservazioni in merito al decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", ai fini della relativa conversione in legge.

Il provvedimento in discussione è inquadrabile come una misura emergenziale che si affianca a ulteriori interventi normativi e regolatori a carattere strutturale che, con specifico riferimento al servizio idrico integrato, si sono susseguiti nell'ultimo lustro per contrastare l'emergenza idrica e, più in generale, nell'ultimo decennio per il potenziamento infrastrutturale del comparto. Si rammentano la regolazione della qualità tecnica (varata dall'Autorità alla fine del 2017, considerando centrale l'adozione di azioni correttive volte al controllo e alla limitazione delle perdite idriche), le norme che disciplinano il Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico, nonché le disposizioni adottate in via d'urgenza nel mese di agosto per un rafforzamento della *governance* del settore, tese a superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio, soprattutto nei contesti (principalmente nel Sud e nelle Isole) in cui si riscontrano rilevanti carenze infrastrutturali.

In particolare, con riferimento alle competenze istituzionali dell'Autorità, si è ritenuto di soffermarsi sui seguenti aspetti connessi alle misure previste dal decreto legge n. 39/2023:

- la ricognizione degli interventi di urgente realizzazione per fare fronte nel breve termine alla crisi idrica, evidenziando l'opportunità che il programma di quelli individuati dalla Cabina di regia sia coordinato con il "Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico" di cui al comma 516 dell'art. 1 della legge n. 205/2017, come riformulato a opera del decreto legge n. 121/2021, in tal modo ricomponendo, aggiornandolo, un unico quadro omogeneo di programmazione di tutti gli interventi (per i quali vengano assegnate risorse pubbliche) necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità, all'aumento della resilienza ai cambiamenti climatici e alla riduzione delle dispersioni di risorse idriche;
- il monitoraggio degli investimenti e la regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, auspicando, per gli usi diversi dal civile (irriguo e manifatturiero), l'adozione di meccanismi incentivanti per la promozione dell'efficienza e per il miglioramento della qualità analoghi a quelli adottati dall'Autorità, al fine di promuovere strutturali miglioramenti qualitativi in tutti i settori di impiego delle risorse idriche;
- le misure per favorire l'uso efficiente dell'acqua, evidenziando l'impegno dell'Autorità in iniziative ispirate al principio di "*water conservation*", nonché in quelle volte alla valorizzazione delle potenzialità del riuso della risorsa idrica, valutando positivamente l'intervento normativo che ci occupa, che introduce prime semplificazioni per autorizzare (fino al 31 dicembre 2023) il riutilizzo delle acque reflue depurate, pur proponendo interventi che ne potenzino la portata, comunque assicurandone la sostenibilità (in particolare, sotto il profilo sanitario e ambientale).

Memoria in merito alla "Povertà energetica, erogazione dei bonus sociali e il sistema di tariffazione dei rifiuti"

Con la memoria 23 maggio 2023, 232/2023/I/com, l'Autorità si è soffermata, dinanzi alla Commissione Ambiente e Attività produttive della Camera dei deputati, su precise tematiche di rilevante interesse per la collettività e il Paese, quali la povertà energetica, i bonus sociali elettrico, gas e idrico a favore dei clienti in condizioni di disagio economico e la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale (2024-2025) delle tariffe del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

I bonus sociali elettrico e gas per disagio economico costituiscono in Italia certamente gli strumenti che, per longevità, maggiore diffusione sul territorio nazionale e impatto sui nuclei familiari interessati costituiscono una misura consolidata per contrastare la povertà energetica nel nostro Paese.

In particolare, la normativa che ha introdotto, prima, il bonus sociale elettrico e, poi, il bonus sociale gas ha individuato nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), di cui al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109, e s.m.i., lo strumento per identificare i nuclei familiari in situazione di effettiva vulnerabilità economica che, in quanto tali, hanno diritto ad accedere alle due agevolazioni. I bonus sociali sono sostanzialmente costituiti da erogazioni dirette in bolletta (sconti per i percettori), il cui ammontare dipende da fattori quali i prezzi dell'energia, il numero dei componenti del nucleo familiare e, per il solo gas, la zona climatica di residenza e gli utilizzi previsti del combustibile nello specifico nucleo familiare.

Tale strumento risulta:

- 1) pienamente compatibile con mercati energetici concorrenziali, in quanto i beneficiari sono liberi di cambiare fornitore;
- 2) basato sulle condizioni economiche e patrimoniali complessive dell'intero nucleo familiare, come rappresentate dall'ISEE;
- 3) idoneo a stimolare comportamenti virtuosi nelle famiglie interessate, in quanto, a parità di altre condizioni, una famiglia capace di ridurre i propri consumi energetici non vede ridursi il valore del bonus, aumentando così il peso dello sconto sulla bolletta;
- 4) in qualche misura in grado di consentire l'accesso anche a famiglie che si trovino in condizioni improvvise di difficoltà economiche, riconosciute attraverso il cosiddetto "ISEE corrente", che può essere richiesto da coloro che hanno già ottenuto un ISEE ordinario che, tuttavia, non rispecchia più la situazione economica del nucleo familiare e che, quindi, risulta superato;
- 5) adeguato a sostenere anche la quota di riscaldamento condominiale per le famiglie che vivono in condomini con riscaldamento a gas metano.

Si tratta di un intervento diretto di natura economica, che non incide, ovviamente, sulle abitudini di consumo delle famiglie beneficiarie e che va, dunque, affiancato a interventi strutturali in grado di promuovere l'efficienza energetica o, più in generale, la riduzione nel tempo dei consumi energetici dei nuclei familiari.

Per l'anno 2023 la soglia di accesso ai bonus energetici è pari a 15.000 euro per i nuclei familiari con meno di 4 figli fiscalmente a carico e a 30.000 euro per quelli con almeno 4 figli a carico.

Risulta opportuno rammentare che le due agevolazioni energetiche per disagio economico sono divenute automatiche dal 1° gennaio 2021. Pertanto, l'attribuzione di tali agevolazioni agli aventi diritto prescinde dalla presentazione di una specifica domanda di ammissione da parte degli interessati e si basa sullo scambio di flussi informativi tra l'INPS, il Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico e gli operatori interessati, secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità.

Il passaggio all'automatismo ha determinato, per le forniture energetiche, un significativo aumento della platea dei beneficiari (nuclei familiari) che, nel 2021, sono stati poco meno di 2,5 milioni per il bonus elettrico e poco più di 1,5 milioni per quello gas (registrando un incremento, rispettivamente, del 208,9% e del 182,7% rispetto al 2020, ultimo anno di applicazione del meccanismo c.d. "a domanda") e che, nel 2022, sono ulteriormente aumentati, rispettivamente, a oltre 3,7 e 2,4 milioni di nuclei familiari (incremento in parte dovuto anche all'innalzamento della soglia di accesso di cui si è accennato sopra).

Per l'anno 2023, si può stimare un ulteriore incremento dei beneficiari dei bonus sociali elettrico e gas, che potrebbero ammontare a circa 5 milioni di nuclei familiari.

Come il bonus sociale energetico per disagio economico, anche il bonus sociale idrico è riconosciuto automaticamente dal 1° gennaio 2021 agli aventi diritto, ossia senza necessità per questi ultimi di presentare un'apposita domanda. Il bonus idrico, sulla base di quanto previsto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016, corrisponde al valore economico di 50 litri di acqua al giorno per componente del nucleo familiare.

Riguardo all'erogazione del bonus idrico, la debolezza della *governance* in questo contesto si riflette, altresì, nei ritardi relativi al soddisfacimento degli obblighi posti in capo ai gestori ai fini dell'erogazione del bonus stesso, pertanto, l'Autorità è orientata a valutare specifiche misure – anche di *"sunshine regulation"* – volte a rendere efficace, in tali specifiche situazioni, il meccanismo di riconoscimento automatico dell'agevolazione, a tutela del diritto al riconoscimento del bonus sociale idrico, ove ne sussistano i requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione attuativa definita dall'Autorità.

L'Autorità ha recentemente avviato il procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale (2024-2025) delle predisposizioni tariffarie del servizio di gestione dei rifiuti urbani, presentate in osservanza del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2), al fine di aggiornare talune componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario, anche rideterminando il valore dei parametri macroeconomici di riferimento. L'aggiornamento della regolazione, improntata sin dall'inizio a criteri di trasparenza, di certezza e di sostenibilità, avviene in una fase in cui il comparto della gestione dei rifiuti (di grande rilevanza per i cittadini, per le istituzioni pubbliche attive nel settore e per il tessuto economico e industriale), anche in virtù delle *milestones* considerate nel Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR, si accinge a essere interessato da un nuovo sistema di regole volto a consolidare un nuovo scenario evolutivo, affrontando, allo stesso tempo, le incertezze in materia di trasparente avvicendamento tra gestori, con il prossimo varo del contratto di servizio tipo, e, in autunno, del bando di gara tipo e le difficoltà nel contemperare la copertura degli oneri per la gestione della raccolta differenziata, gli standard tecnici delle attività di recupero e smaltimento e le risorse effettivamente generate con la valorizzazione dei materiali.

Nel 2017 il Legislatore ha conferito all'Autorità un mandato ampio e di notevole ambizione per un settore che da tempo dimostrava importanti criticità. Infatti, sono state attribuite all'Autorità precise funzioni di regolazione e di controllo, in particolare in materia di:

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio *"chi inquina paga"*;
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- approvazione delle tariffe definite, ai sensi della legislazione vigente, dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi.

Con la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario rifiuti (MTR2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, integrando e sviluppando – comunque, in un quadro generale di regole

stabile e certo – la regolazione applicata a partire dal 2018 e declinata nell’MTR di cui alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif. In particolare, è stata confermata l’impostazione generale che ha contraddistinto la metodologia tariffaria nel primo periodo regolatorio, basata sulla verifica e sulla trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenisse sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per la loro definizione fosse soggetta a un limite di crescita, differenziato in ragione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio reso agli utenti e/o di ampliamento del perimetro gestionale individuati dagli Enti territorialmente competenti, confermando, altresì, le corrispondenti leve messe a disposizione nel primo periodo regolatorio, in un rinnovato (e coerente) quadro di responsabilizzazione a livello locale. Con l’MTR-2, nell’esercizio delle prerogative attribuite all’Autorità dalla legge n. 205/2017, oltre a confermare l’impostazione generale dell’MTR, è stato ampliato il perimetro di intervento. Tra le misure maggiormente significative, meritano menzione la previsione di una programmazione quadriennale e l’introduzione di una regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, volta a favorire il ricorso a impianti di trattamento collocati più in alto nella gerarchia dei rifiuti di matrice eurounitaria e penalizzando il conferimento in discarica. Il processo che ha condotto alla definizione dell’MTR-2 ha, peraltro, beneficiato di un’ampia e articolata partecipazione di tutti i soggetti interessati, considerata la molteplicità dei temi affrontati e le peculiarità del comparto, stabilmente assoggettato a un sistema di orientamenti di matrice eurounitaria, secondo il paradigma dell’economia circolare, e al centro di rilevanti dinamiche di innovazione tecnologica. Comparto, peraltro, caratterizzato da una struttura di *governance* multilivello particolarmente complessa, oltre che da un assetto gestionale notevolmente parcellizzato. Dal punto di vista istituzionale, l’Autorità ha avviato un confronto strutturato e periodico con i soggetti territorialmente competenti, al fine di acquisire utili elementi per l’azione regolatoria in questione, anche attraverso diversi incontri del Tavolo tecnico permanente istituito dall’Autorità con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, cui hanno partecipato rappresentanti delle associazioni maggiormente rappresentative delle regioni e delle autonomie locali (Conferenza delle regioni e delle province autonome, Unione province d’Italia, Associazione nazionale comuni italiani, Associazione nazionale degli enti di governo d’ambito per l’idrico e i rifiuti). Con specifico riferimento alle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di chiusura del ciclo, l’Autorità con l’MTR-2, secondo l’approccio asimmetrico stabilmente adottato, ha introdotto strumenti di regolazione modulati in ragione del grado di integrazione del soggetto incaricato della gestione dei rifiuti e della valutazione del livello di efficacia dell’eventuale pressione competitiva nel contribuire alla promozione di efficienza allocativa, in base ai quali declinare anche gli opportuni meccanismi di incentivazione.

In particolare, l’Autorità ha previsto una classificazione degli impianti esistenti che permettesse di identificare quelli da assoggettare a regolazione, tenendoli distinti dagli altri, introducendo le definizioni di impianti di chiusura del ciclo “integrati” e “minimi” e di impianti di chiusura del ciclo “aggiuntivi”. Più in dettaglio, la disciplina messa in atto dall’Autorità detta dei criteri ai fini dell’individuazione degli impianti di chiusura del ciclo “minimi” prevedendo che possano essere identificati come “minimi” gli impianti di trattamento, presenti sul territorio considerato, che:

- offrano una capacità in un mercato con rigidità strutturali, caratterizzato da un forte e stabile eccesso di domanda e da un limitato numero di operatori;
- in aggiunta a quanto previsto al precedente alinea, soddisfino le seguenti condizioni alternative: i) avere una capacità impegnata per flussi garantiti da strumenti di programmazione o da altri atti amministrativi; ii) essere già stati individuati in sede di programmazione, sulla base di decisioni di soggetti competenti alla chiusura del ciclo di gestione dei rifiuti. Di contro, sono qualificati come impianti di chiusura del ciclo “aggiuntivi” (in tutto o in parte) tutti quelli non individuati come “minimi” e non integrati nella gestione.

La disciplina degli impianti "minimi" configura, dunque, un istituto regolatorio inerente all'ambito tariffario, che ha la funzione di ridurre il potere di mercato dei gestori di impianti in situazioni in cui vi sia uno stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori, contenendo gli effetti negativi per l'utente dell'assenza di concorrenza in alcuni contesti regionali. Nel delineare la citata disciplina l'Autorità non ha, quindi, inteso svolgere alcuna delle funzioni di programmazione che la legge affida ai diversi livelli istituzionali (e, in particolare, alle regioni), demandando al competente livello territoriale la decisione in ordine all'individuazione degli impianti "minimi" da assoggettare alla regolazione. Detto intervento regolatorio ha preso le mosse da un riscontrato *deficit* impiantistico. Al riguardo vale la pena rammentare che, in sede di elaborazioni degli orientamenti per la regolazione del settore, l'Autorità ha espressamente richiamato la segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato formulata ai fini dell'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza per l'anno 2021, da cui emerge un *"rilevante gap impiantistico, soprattutto nelle aree del centro e del sud del Paese, che non riescono a trattare tutto il rifiuto urbano residuo raccolto, che viene quindi in parte destinato a impianti localizzati al Nord o all'estero. Tale situazione appare generare diverse criticità concorrenziali, (...) e vale a definire un eccessivo potere di mercato in capo ai pochi impianti esistenti, con un possibile incremento dei costi di complessiva gestione dei rifiuti urbani e maggiore spesa per i cittadini"*. Peraltro, la stessa Autorità garante della concorrenza e del mercato, già nell'ambito dell'"Indagine conoscitiva sui rifiuti solidi urbani" del 2016, aveva, in particolare, sottolineato la necessità di una regolazione tariffaria volta a mantenere sotto controllo il rischio di esercizio di potere di mercato sulla parte di domanda eccedente rispetto alla capacità impiantistica locale, nonché a scoraggiare lo smaltimento in discarica, responsabile di esternalità negative per l'ambiente e attività idonea a spiazzare le filiere del recupero e del riutilizzo. Attraverso l'istituto degli impianti "minimi", l'Autorità ha dunque sottoposto a regolazione tariffaria non tutti gli impianti di trattamento, ma solo quelli che insistono in realtà di mercato con rigidità strutturali, in cui vi è il rischio che il corrispettivo stabilito dal gestore si attesti a un livello molto elevato a causa del potere di mercato di cui godono i pochi operatori presenti. Tale scelta dell'Autorità è conforme agli obiettivi che il Legislatore ha affidato al Regolatore, ex legge n. 481/1995 (richiamata, come detto, dallo stesso art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017), e, in particolare, all'obiettivo di "promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità" sotto un duplice profilo: da un lato, la regolazione tariffaria non interviene in ambiti caratterizzati da un mercato concorrenziale; dall'altro, la regolazione indipendente assolve il compito di "mimare" gli effetti della concorrenza in contesti in cui il mercato consente ai pochi operatori presenti rendite eccessive. Peraltro, al fine di favorire gli investimenti nella filiera impiantistica del trattamento dei rifiuti, promuovendo quelli più rilevanti in termini di benefici per il sistema, la regolazione di accesso agli impianti "minimi" prevede che il limite alla crescita annuale dei corrispettivi debba essere modulato in funzione di un fattore che tiene conto delle caratteristiche tecnologiche e ambientali dell'impianto, incentivando soluzioni di trattamento sempre più innovative e ambientalmente sostenibili. Detto limite, inoltre, è determinato in base a valutazioni di prossimità con riferimento ai flussi in ingresso agli impianti, rimesse agli enti territorialmente competenti, a beneficio delle comunità ricadenti in aree limitrofe agli stessi, come meccanismo di promozione dell'accettazione sociale degli investimenti indispensabili per il riequilibrio dei flussi fisici dei rifiuti e la chiusura del ciclo.

L'istituto degli impianti "minimi" assume, dunque, un carattere puramente regolatorio, che non interferisce con gli obiettivi della programmazione e con le necessità impiantistiche stabilite da ogni regione con riferimento al proprio territorio (nella relativa pianificazione, in coerenza con i criteri stabiliti nel Programma nazionale di gestione dei rifiuti – PNGR), innestandosi piuttosto nel solco di una programmazione già esistente. Il settore del ciclo dei rifiuti, per quanto complesso e ricco di significative sfaccettature, ha risposto in modo ampiamente soddisfacente alla nuova regolazione definita dall'Autorità già a partire dalla prima metodologia tariffaria varata

nel 2019. Con particolare riferimento al più recente MTR-2, si precisa che sono state trasmesse all'Autorità – ai fini della verifica della coerenza regolatoria degli atti elaborati e della conseguente approvazione – le predisposizioni dei Piani economico-finanziari 2022-2025 recanti le entrate tariffarie per 5.987 ambiti tariffari (di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali, per una copertura di circa 52,3 milioni di abitanti serviti), nonché le proposte tariffarie per 61 impianti di trattamento qualificati come "minimi" o come impianti "intermedi" dai quali provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi". Infine, a conferma dell'ampio margine di declinabilità della definizione adottata a fini regolatori, si evidenzia che alcune Regioni (Lombardia, Sardegna e Molise) hanno comunicato di non ritenere opportuno individuare impianti "minimi" nel territorio di competenza.

La delibera 363/2021/R/rif e i contenuti del citato MTR-2 sono stati confermati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'ambito del Programma nazionale di gestione dei rifiuti (PNGR) adottato con il decreto 24 giugno 2022, n. 257, individuato quale strumento con il quale fissare i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e province autonome devono attenersi nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. In particolare – anche tenuto conto degli approfondimenti svolti nell'ambito del Tavolo tecnico istituito presso il menzionato Ministero (al quale partecipano questa stessa Autorità, le regioni, le due province autonome e l'Associazione nazionale dei comuni italiani) – il PNGR, al Capitolo 5 ("Gestione dei rifiuti urbani e ricognizione impiantistica"), richiama espressamente la tassonomia introdotta dall'Autorità per gli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, confermando il perimetro di applicazione della regolazione tariffaria, nonché la distinzione tra impianti "integrati", "minimi" e "aggiuntivi". Inoltre, in sede di individuazione dei "criteri e [delle] linee strategiche per l'elaborazione dei piani regionali", il paragrafo 9.6 del PNGR si sofferma sulla "pianificazione regionale e la classificazione degli impianti di trattamento", evidenziando, tra l'altro, che *"le attività necessarie per l'elaborazione dei Piani regionali, in particolare l'analisi dei flussi, a supporto della pianificazione per tracciare i rifiuti e colmare i gap impiantistici, (...) sono azioni altresì funzionali e sinergiche alla ricognizione e alla classificazione degli impianti di trattamento, richieste da ARERA secondo la tassonomia illustrata nel Capitolo 5, e ai connessi adempimenti ai sensi della deliberazione 363/2021/R /rif recante il Metodo Tariffario Rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, con specifico riferimento alla determinazione delle tariffe di accesso per il trattamento dei rifiuti conferiti. Peraltro, l'esito di tale classificazione e, in particolare, le scelte in ordine alla qualificazione degli impianti di chiusura del ciclo come «minimi» devono trovare adeguata giustificazione e sviluppo nei pertinenti atti di programmazione regionale"*. Pertanto, l'individuazione degli impianti "minimi" è espressamente contemplata dal PNGR tra i criteri della pianificazione regionali (a cui devono conformarsi le regioni, ai sensi dell'art. 199, comma 8, del decreto legislativo n. 152/2006), denotando un'azione coordinata tra le istituzioni chiamate, nel rispetto delle rispettive funzioni, a delineare il quadro di regole per favorire il conseguimento dei *target* definiti nel c.d. "Pacchetto dell'economia circolare" e, allo stesso tempo, attenuare il divario impiantistico tra le diverse aree del Paese. Da ultimo, si evidenzia che una condivisione dei presupposti alla base della disciplina varata dall'Autorità per la regolazione delle tariffe di accesso agli impianti è emersa anche dalla segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato dello scorso 22 dicembre 2022, che riconosce la rilevanza – sotto il profilo antitrust – dei requisiti indicati dall'MTR-2 ai fini dell'assoggettabilità degli impianti di trattamento alla regolazione tariffaria, richiedendo alle regioni una individuazione degli impianti "minimi" che risulti coerente con i criteri fissati dall'MTR-2. Più in dettaglio, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha segnalato alla Conferenza permanente Stato, Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano e ai Presidenti delle citate regioni e delle province autonome, che *"il protezionismo locale che talune regioni hanno introdotto tramite una disciplina regionale ad hoc, facendo asseritamente attuazione della delibera ARERA sugli impianti minimi per poi discostarsi, nella sostanza, dai presupposti stessi della sua adozione, non rappresenta (...) una soluzione compatibile con la disciplina antitrust"*, auspicando quindi *"non soltanto che l'individuazione degli impianti minimi avvenga, per*

il futuro, in presenza dei requisiti di rigidità strutturale del mercato del trattamento della FORSU individuati da ARERA (un forte e stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori), ma anche che vengano modificate coerentemente le delibere regionali non conformi, (...) affinché la deliberazione dell’Autorità n. 363/21 trovi applicazione per il raggiungimento degli obiettivi individuati dal regolatore stesso”.

Memoria in merito al disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi derivanti da atti dell’unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano”

Con la memoria 28 giugno 2023, 306/2023/1/com, l’Autorità ha formulato le proprie osservazioni alla Commissione Politiche dell’Unione europea del Senato, in merito all’esame del disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi derivanti da atti dell’Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano” (A.S. 755), con specifico riferimento:

- 1) all’art. 21 che reca disposizioni in materia di interrompibilità del servizio elettrico. Al riguardo, l’Autorità ha rilevato che detta norma consente di regolare il servizio attualmente denominato di “interrompibilità del carico” secondo le procedure usualmente utilizzate per gli altri servizi ancillari, in base alle quali l’Autorità definisce i criteri e le modalità per l’approvvigionamento delle risorse in modo neutro rispetto alla tecnologia mentre Terna identifica le caratteristiche tecniche del servizio e implementa le procedure tecniche per l’approvvigionamento;
- 2) all’art. 22 che abroga il comma 4-*bis* dell’art. 23 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che sanciva un obbligo a carico del Regolatore nazionale di riconoscere una integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e di impianti in comuni metanizzati o da metanizzare, in specifiche località del Paese, considerando presuntivamente e positivamente valutata l’efficienza dell’investimento. In proposito, l’Autorità concorda pienamente con l’abrogazione del comma 4-*bis* dell’art. 23 del decreto legislativo n. 164/2000, al fine di impedire uno sviluppo inefficiente del servizio, a detrimento dei clienti finali chiamati a sostenere i conseguenti oneri impropri.

Infine, l’Autorità ha richiamato l’attenzione della Commissione sull’obbligo per l’Italia, derivante dalla comunicazione della Commissione europea 2023/C 56/02, in relazione all’adeguamento, entro il 31 dicembre 2023, dei regimi di aiuti a favore dell’ambiente e dell’energia.

Memoria sulla proposta di risoluzione n. 7-00002 sul sistema di tariffazione dei rifiuti con particolare riferimento agli impianti minimi

Con la memoria 10 luglio 2023, 309/2023/1/rif, l’Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica del Senato della Repubblica, in merito alla proposta di risoluzione sul sistema di tariffazione dei rifiuti e sui c.d. “impianti minimi”, precisando che si tratta di una tematica cui la stessa sta dedicando particolari attenzione e sforzi, tenuto conto della grande rilevanza per i cittadini, per le istituzioni pubbliche attive nel settore e per il tessuto economico e industriale, anche in ragione delle *milestones* considerate nel Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR.

Con specifico riferimento al tema della presente audizione, l'Autorità ha sottolineato come il Legislatore le abbia assegnato precise funzioni di regolazione e di controllo, in materia di:

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio "chi inquina paga";
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- approvazione delle tariffe definite, ai sensi della legislazione vigente, dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi.

Tali funzioni sono attribuite all'Autorità con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle competenze – anche di natura sanzionatoria – stabiliti dalla legge istitutiva n. 481/1995.

Attraverso l'istituto degli impianti "minimi", l'Autorità ha, dunque, sottoposto a regolazione tariffaria non tutti gli impianti di trattamento, ma solo quelli che insistono in realtà di mercato con rigidità strutturali, in cui vi è il rischio che il corrispettivo stabilito dal gestore si attesti a un livello molto elevato a causa del potere di mercato di cui godono i pochi operatori presenti. Tale scelta dell'Autorità è altresì conforme agli obiettivi che il Legislatore ha affidato al Regolatore, ex legge n. 481/1995 (richiamata dallo stesso art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017), e, in particolare, all'obiettivo di *"promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità"* sotto un duplice profilo: da un lato, la regolazione tariffaria non interviene in ambiti caratterizzati da un mercato concorrenziale; dall'altro, la regolazione indipendente assolve il compito di "mimare" gli effetti della concorrenza in contesti in cui il mercato consente ai pochi operatori presenti rendite eccessive. Inoltre, al fine di favorire gli investimenti nella filiera impiantistica del trattamento dei rifiuti, promuovendo quelli più rilevanti in termini di benefici per il sistema, la regolazione di accesso agli impianti "minimi" prevede che il limite alla crescita annuale dei corrispettivi debba essere modulato in funzione di un fattore che tiene conto delle caratteristiche tecnologiche e ambientali dell'impianto, incentivando soluzioni di trattamento sempre più innovative e ambientalmente sostenibili.

Pertanto, l'istituto degli impianti "minimi" assume un carattere puramente regolatorio, che non interferisce con gli obiettivi della programmazione e con le necessità impiantistiche stabilite da ogni regione con riferimento al proprio territorio (nella relativa pianificazione, in coerenza con i criteri stabiliti nel Programma nazionale di gestione dei rifiuti – PNGR), innestandosi piuttosto nel solco di una programmazione già esistente. Infine, a conferma dell'ampio margine di declinabilità della definizione adottata ai fini regolatori, si evidenzia che alcune Regioni (Lombardia, Sardegna e Molise) hanno comunicato di non ritenere opportuno individuare impianti "minimi" nel territorio di competenza.

L'Autorità è stata chiamata a regolare, tra l'altro, un servizio connotato, simultaneamente, da forti ambizioni assegnate alle attività di pianificazione (nazionale e regionale), per un verso, e da grandi pressioni alla libera concorrenza, per un altro. Prese singolarmente, entrambe le spinte sono evidentemente animate dal fine ultimo di realizzare soluzioni che siano vantaggiose per il cittadino fruitore del servizio, ma le modalità con cui possono combinarsi, di volta in volta e in talune circostanze spazio-temporali, possono viceversa tradursi in costi aggiuntivi.

Il settore del ciclo dei rifiuti, per quanto complesso e ricco di significative sfaccettature, ha risposto in modo ampiamente soddisfacente alla nuova regolazione definita dall'Autorità, già a partire dalla prima metodologia tariffaria varata nel 2019.

Con particolare riferimento al più recente MTR-2, si è precisato che sono state trasmesse all'Autorità, ai fini della verifica della coerenza regolatoria degli atti elaborati e della conseguente approvazione, le predisposizioni dei Piani economico-finanziari 2022-2025 recanti le entrate tariffarie per 5.987 ambiti tariffari (di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali, per una copertura di circa 52,3 milioni di abitanti serviti), nonché le proposte tariffarie per 61 impianti di trattamento qualificati come "minimi" o come impianti "intermedi" dai quali provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

La delibera 363/2021/R/rif e i contenuti del citato MTR-2 sono stati confermati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'ambito del Programma nazionale di gestione dei rifiuti (PNGR) adottato con il decreto 24 giugno 2022, n. 257, e individuato quale strumento con il quale fissare i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

Pertanto, l'individuazione degli impianti "minimi" è espressamente contemplata dal PNGR tra i criteri della pianificazione regionale, a cui devono conformarsi le regioni, ai sensi dell'art. 199, comma 8, del decreto legislativo n. 152/2006, denotando un'azione coordinata tra le istituzioni chiamate, nel rispetto delle rispettive funzioni, a delineare il quadro di regole per favorire il conseguimento dei target definiti nel c.d. "Pacchetto dell'economia circolare" e, allo stesso tempo, attenuare il divario impiantistico tra le diverse aree del Paese. Si evidenzia, poi, che una condivisione dei presupposti alla base della disciplina varata dall'Autorità per la regolazione delle tariffe di accesso agli impianti è emersa anche dalla segnalazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato dello scorso 22 dicembre 2022, che riconosce la rilevanza, sotto il profilo antitrust, dei requisiti indicati dall'MTR-2 ai fini dell'assoggettabilità degli impianti di trattamento alla regolazione tariffaria, richiedendo alle regioni una individuazione degli impianti "minimi" che risulti coerente con i criteri fissati dall'MTR-2. Più in dettaglio, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha segnalato alla Conferenza permanente Stato, Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano e ai Presidenti delle citate regioni e delle province autonome, che *"il protezionismo locale che talune regioni hanno introdotto tramite una disciplina regionale ad hoc, facendo asseritamente attuazione della delibera ARERA sugli impianti minimi per poi discostarsi, nella sostanza, dai presupposti stessi della sua adozione, non rappresenta (...) una soluzione compatibile con la disciplina antitrust"*, auspicando quindi *"non soltanto che l'individuazione degli impianti minimi avvenga, per il futuro, in presenza dei requisiti di rigidità strutturale del mercato del trattamento della FORSU individuati da ARERA (un forte e stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori), ma anche che vengano modificate coerentemente le delibere regionali non conformi, (...) affinché la deliberazione ARERA n. 363/21 trovi applicazione per il raggiungimento degli obiettivi individuati dal regolatore stesso (colmare il gap impiantistico di Regioni deficitarie)"*.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, nell'ambito dell'imminente aggiornamento biennale del metodo tariffario MTR-2, l'Autorità, preso atto dell'esistenza della tipologia di impianti "minimi" individuati sulla base del PNGR e della regolazione dalla stessa Autorità varata, nonché delle richiamate funzioni essenziali che le medesime amministrazioni perseguono, ha inteso esercitare le proprie competenze tariffarie, orientate al perseguimento delle generali finalità procompetitive, di efficienza dei servizi e di tutela della clientela finale, come previste dall'art. 1, comma 1, della legge n. 481/1995. Al fine di favorire condizioni non discriminatorie a tutela degli utenti finali,

l'Autorità ha comunicato l'intenzione di confermare e aggiornare l'impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento; ciò anche al fine di consentire la piena applicabilità di quanto previsto dal PNGR.

Memoria in merito al disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022"

Con la memoria 12 settembre 2023, 401/2023/II/com, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Industria, commercio, turismo, agricoltura e produzione agroalimentare del Senato della Repubblica in merito al disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022" (A.S. 795) soffermandosi sugli articoli attinenti alle materie di competenza di questa istituzione e, in particolare, su:

- art. 1 relativo alla disciplina afferente all'adozione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e della rete elettrica di trasmissione nazionale: l'Autorità accoglie con favore tale disposizione considerato che la frequenza biennale contribuirà, anche per il comparto del gas naturale, allo svolgimento di analisi più dettagliate, per la valutazione dei benefici degli interventi previsti ma soprattutto permetterà di completare il processo di allineamento nella programmazione delle grandi infrastrutture di trasporto che questa Autorità ha cercato di stimolare sin dall'avvio della redazione di scenari di sviluppo congiunti.

Riguardo alle tempistiche, si segnala che il tempo di valutazione dell'Autorità entro sei mesi dalla presentazione del Piano non risulta compatibile con l'ampio processo di consultazione, come attualmente svolto dall'Autorità medesima, e con i necessari approfondimenti in merito ai progetti che possono essere fondamentali per la transizione energetica. In proposito, si propone che i tempi per la valutazione dell'Autorità siano fissati in 12 mesi dalla presentazione del Piano, tenendo conto che questo non pregiudica i tempi complessivi di approvazione del Piano stesso da parte del Ministero, poiché le valutazioni ministeriali riguardano in larga parte aspetti ambientali scindibili dalle valutazioni tecnico-economiche dell'Autorità.

Inoltre, l'Autorità, nel richiamare quanto già espresso nelle precedenti memorie del 21 maggio 2020, 175/2020/II/com, e del 31 luglio 2020, 300/2020/II/com, chiede di escludere l'applicazione della Valutazione ambientale strategica (VAS) per i Piani di sviluppo delle reti, mediante una modifica del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Infine, vale la pena ricordare che l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha più volte raccomandato che i poteri di approvazione dei Piani di sviluppo siano attribuiti alle autorità di regolazione nazionale, in virtù della loro terzietà e indipendenza, come già avviene, peraltro, in oltre la metà degli Stati membri dell'Unione europea. Pertanto, il disegno di legge in questione, all'esame di codesta Commissione, potrebbe prevedere l'attribuzione al Regolatore nazionale dei compiti di approvazione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica e di quelli della rete di trasporto gas;

- art. 2 in tema di accesso ai dati di consumo tramite il Sistema informativo integrato (SII) da parte del cliente finale o di un soggetto terzo da questi formalmente designato: l'Autorità ritiene che eventuali ulteriori informazioni a beneficio del cliente finale non debbano essere inviate dal distributore, pertanto, propone a questa Commissione di valutare lo stralcio del comma 2.

L'Autorità ha suggerito, quindi, di collocare le disposizioni in tema di accesso dei terzi ai dati storici di consumo nell'ambito della necessaria precisazione normativa relativa ai compiti da assegnare al gestore del Sistema informativo integrato, al fine di attuare puntualmente le previsioni contenute nel menzionato regolamento europeo di esecuzione n. 1162/2023. Allo scopo, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione della Commissione una riformulazione dell'art. 2, comma 3, punto 1, del disegno di legge in esame.

L'Autorità ha mostrato il proprio apprezzamento per tali previsioni che garantiscono al cliente finale, anche tramite un soggetto terzo univocamente designato, la disponibilità in continuo dei propri dati di consumo, sfruttando appieno le caratteristiche innovative dei contatori 2G;

- art. 3 che, in materia di *cold ironing*, prevede che questa Autorità di regolazione definisca uno sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i punti di prelievo dell'energia elettrica che alimentano le infrastrutture di terra per la fornitura della medesima energia alle navi ormeggiate in porto, esprimendo il proprio favore, in quanto coerente con il quadro normativo e regolatorio vigente. Si è evidenziato, tuttavia, come, sulla base di prime analisi effettuate dall'Autorità, la norma di esenzione dagli oneri generali di sistema difficilmente, in mancanza di altri interventi, potrà conseguire lo scopo di rendere l'alimentazione elettrica delle navi in porto più conveniente rispetto all'autoproduzione a bordo.

L'Autorità ha ribadito l'importanza di identificare strumenti di sostegno, diversi dalla tariffa, in grado di assicurare che il beneficio raggiunga i soggetti che sostengono il costo di elettrificazione delle navi;

- art. 4 che dispone, quale condizione necessaria per lo svolgimento delle attività di vendita di gas naturale ai clienti finali, l'inclusione e la permanenza nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale, che l'Autorità ritiene idonee ad armonizzare la disciplina dell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita del gas naturale con quella dell'analogo elenco venditori di energia elettrica. L'omogeneizzazione delle due discipline, uniformando i requisiti delle imprese interessate e le procedure di iscrizione e di permanenza nell'elenco, determinerà altresì effetti semplificatori per le suddette imprese e i soggetti istituzionali coinvolti, tenuto conto che la maggior parte degli operatori esercitano l'attività di vendita sia dell'energia elettrica sia di gas naturale.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, recante misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio"

Con la memoria 10 ottobre 2023, 467/2023/I/com, l'Autorità ha reso alla Commissione Finanze e Attività produttive della Camera dei deputati le proprie considerazioni su alcune disposizioni del decreto legge in conversione che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quelle che direttamente la coinvolgono quali:

- l'art. 1, commi 1, 8 e 9, che dispongono la cessazione per il quarto trimestre 2023 delle Compensazioni complementari integrative (CCI) – previste fino al terzo trimestre 2023 – a favore dei clienti domestici economicamente svantaggiati per la fornitura di energia elettrica e di gas e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute per la fornitura di energia elettrica titolari dei c.d. "bonus sociali" e la contestuale istituzione, sempre per il quarto trimestre 2023, di un contributo straordinario per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico, crescente in base al numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per lo stesso bonus sociale. Con la delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, l'Autorità ha provveduto a implementare le disposizioni di detto decreto, aggiornando i bonus sociali per il settore elettrico e gas naturale riportandoli al c.d. "bonus sociale base"; - l'art. 1, comma 3, che conferma, per il quarto trimestre 2023, l'azzeramento delle aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali per il settore del gas. Con la delibera 429/2023/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alla norma in analisi, confermando l'annullamento delle componenti tariffarie per il settore del gas naturale RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T;

- l'art. 3 che uniforma la normativa nazionale vigente in ordine alle agevolazioni tariffarie a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica alla nuova *"Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022"* – Comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01 –.

L'Autorità ha richiamato l'attenzione della Commissione su una tematica che, pur non rientrando nell'ambito delle misure emergenziali e urgenti, riguarda le tematiche oggetto del decreto e ha un impatto significativo sull'utenza finale.

Il riferimento è alla proposta di trasferimento alla fiscalità generale, nell'ambito del percorso graduale individuato dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (art. 1, comma 23, legge di bilancio per l'anno 2023), degli oneri generali di sistema relativi ai c.d. "bonus sociali" elettrico e gas, già oggetto di una articolata proposta formulata, con propria delibera 28 settembre 2023, 432/2023//com, al Ministro dell'economia e delle finanze e al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Infine, l'Autorità ha auspicato l'emanazione, nel più breve tempo possibile, della prevista decretazione in materia di verifica delle "condizionalità verdi" che le imprese energivore devono impegnarsi a rispettare nel corso dell'anno di agevolazione, in modo che le imprese stesse conoscano compiutamente il quadro di obblighi che l'agevolazione comporta. Le "condizionalità verdi" costituiscono un aspetto nuovo e qualificante delle nuove linee guida per gli aiuti di stato nel settore dell'energia, cui la Commissione europea si attiene nel rilasciare la propria autorizzazione alla misura nazionale di aiuto e, pertanto, la certezza dell'intero quadro ordinamentale concorre anche alla celerità dell'iter europeo.

Memoria in merito all'indagine conoscitiva sull'individuazione degli svantaggi derivanti dalla condizione d'insularità e sulle relative misure di contrasto

Con la memoria 7 novembre 2023, 501/2023//com, l'Autorità ha svolto alcune considerazioni su taluni aspetti affrontati dall'Indagine conoscitiva sul contrasto degli svantaggi derivanti dall'insularità e, in particolare, "(...) [sul] le fonti rinnovabili, l'approvvigionamento e i relativi costi dell'energia elettrica e del gas naturale per lo sviluppo delle isole, con particolare riferimento alle due isole maggiori, Sicilia e Sardegna (...)". A tale riguardo occorre premettere che, per quanto concerne l'approvvigionamento e i costi del servizio per le utenze finali delle isole italiane, la regolazione dell'Autorità è stata da sempre ispirata alla definizione di condizioni uniformi per l'erogazione dei servizi energetici sull'intero territorio nazionale, nel rispetto della normativa relativa alle isole minori non interconnesse. Pertanto, le tariffe, le condizioni contrattuali standard e la qualità dei servizi, sia in termini di continuità sia di condizioni commerciali di erogazione, così come la tutela dei consumatori nei settori dell'energia, sono definiti a livello nazionale, garantendo condizioni di accesso uniformi su tutto il territorio. Ciò tenuto conto che l'energia elettrica costituisce un "servizio universale" (art. 27 della direttiva UE 2019/944), vale a dire un diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, e questo diritto non deve essere differenziato all'interno del Paese.

In ordine al gas naturale, la disponibilità di tale materia prima sul territorio nazionale ha avuto un'evoluzione storica di natura diversa legata allo sviluppo delle reti di distribuzione, con una diffusione minore in alcune regioni e, in particolare, nelle isole. Nel 2022 in Sicilia erano presenti 11 operatori della distribuzione di gas in 345 comuni

su 391 che servono 996.000 clienti, ovvero il 4,6% dei consumatori del gas naturale nazionale. In Sardegna è presente un solo operatore che serve 72 comuni su 377, ovvero solo 6.000 clienti, ossia una quota inferiore allo 0,1% dei consumatori nazionali.

Riguardo ai mercati all'ingrosso, si è rammentato che tale mercato elettrico italiano è suddiviso in sei zone (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna); tuttavia, il riferimento di prezzo per i consumatori per l'intero territorio nazionale è il Prezzo Unico Nazionale (PUN). Il PUN rappresenta la media pesata dei prezzi zonal di vendita dell'energia elettrica (prodotta da tutte le fonti) per ogni ora e per ogni giorno, ovvero la media dei prezzi zonal del Mercato del giorno prima (MGP) ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. Ciò implica che tutti i clienti (a esclusione delle centrali di pompaggio) pagano il PUN sull'energia elettrica acquistata. Tale soluzione era stata, inizialmente, introdotta per la presenza di prezzi più elevati nel Sud del Paese ed è prevista in via transitoria proprio per uniformare il prezzo pagato dai consumatori nelle varie zone del Paese.

Gli investimenti in reti e fonti rinnovabili, questi ultimi particolarmente importanti nel Sud del Paese, tendono a riallineare i prezzi. Ciò anche qualora si verificasse il caso in cui il PUN dovesse essere superato.

Con particolare riguardo alle Isole maggiori, Sicilia e Sardegna, rilevano gli investimenti in fonti rinnovabili e nell'interconnessione Tyrrhenian link (progetto di doppio collegamento sottomarino tra Sardegna, Sicilia e la Penisola). In relazione al prezzo del gas naturale, va detto che esso si forma nei principali *hub* internazionali. A livello nazionale, è presente un unico *hub*, cui fanno riferimento tutte le negoziazioni relative alle reti interconnesse, che includono la Sicilia ma non la Sardegna. Pertanto, il riferimento di prezzo nel mercato all'ingrosso è il medesimo per tutti i punti di prelievo dalla rete di trasporto o dalle reti di distribuzione connesse alla medesima. Il GME organizza e gestisce il Mercato del gas naturale (MGAS), nell'ambito del quale gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul Punto virtuale di scambio (PSV) possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Come noto, la Sardegna non è interconnessa al sistema di trasporto nazionale e i clienti sardi sono a oggi alimentati attraverso reti di distribuzione con approvvigionamento da impianti a GNL o mediante gas diversi.

Riguardo al mercato al dettaglio e alle condizioni di tutela e servizi di ultima istanza, le condizioni contrattuali per l'accesso all'energia per i clienti finali e i relativi prezzi sono definiti in maniera uniforme sul territorio nazionale. Per quanto riguarda il mercato al dettaglio, l'attuazione delle norme europee per la progressiva liberalizzazione dei settori energetici, che ha permesso ai clienti finali di esercitare il proprio diritto di scelta sul mercato libero, a partire dal 2007 per i clienti domestici del settore dell'energia elettrica e dal 2003 per quelli del gas naturale, ha previsto alcune eccezioni o deroghe temporanee per la condizione di insularità. Negli anni i consumatori industriali e quelli domestici sono gradualmente usciti dal c.d. "mercato tutelato", in cui le condizioni economiche e contrattuali erano offerte in maniera uniforme per l'intero territorio nazionale dagli operatori della vendita. Il riconoscimento dei costi di tali servizi, inclusi i costi di commercializzazione, è attuato dall'Autorità con cadenza trimestrale per il settore dell'energia elettrica e, a partire dall'ottobre 2022, con cadenza mensile per quello del gas naturale. Così come disposto dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza n. 124/2017, i servizi di tutela anche per i clienti domestici termineranno entro la fine del 2023 per i clienti del gas naturale e il 10 gennaio 2024 per quelli non vulnerabili dell'energia elettrica.

Qualora, al termine del regime di tutela nel settore elettrico, il cliente finale non sottoscrivesse un'offerta sul libero mercato, sarà attivato automaticamente il c.d. "servizio a tutele graduali", dove le condizioni contrattuali ed economiche saranno definite da questa Autorità, anche sulla base degli esiti di procedure concorsuali suddivise per aree geografiche, in modo da garantire condizioni concorrenziali.

Per quanto riguarda le isole minori, si segnala, inoltre, che il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, all'art. 11, comma 1, ha incluso tra i clienti vulnerabili i clienti civili le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse, ai quali, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i fornitori sono tenuti a offrire l'energia elettrica a un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti da questa Autorità (comma 2 del citato art. 11).

Inoltre, si evidenzia che, nel percorso di liberalizzazione dei mercati energetici, l'Autorità ha altresì implementato a livello nazionale i c.d. "servizi di ultima istanza" – previsti anche dalla normativa europea – che garantiscono la fornitura di energia a tutti gli utenti del territorio italiano che si trovano temporaneamente senza venditore.

Riguardo alla regolazione della qualità dei servizi (continuità della fornitura elettrica, sicurezza della fornitura gas e condizioni commerciali per entrambe i settori), l'Autorità ha dovuto tenere conto sia di situazioni molto disomogenee fra le diverse aree del Paese sia di forti squilibri territoriali (città, campagna, montagna). Pertanto, l'Autorità ha adottato, sin dall'inizio, una regolazione *output-based* che parte dalla definizione di standard minimi di qualità uniformi sull'intero territorio nazionale e regole di premi/penalità a secondo delle *performance* raggiunte nel tempo e ciò ha portato a un miglioramento generalizzato delle condizioni del servizio, anche se le regioni del Sud e le Isole mostrano ancora livelli di *performance* inferiori alla media nazionale.

Per le piccole isole non interconnesse la definizione di nuove zone di mercato non è efficiente, a causa delle operazioni complesse che ne deriverebbero per volumi molto limitati. Allo stesso tempo, la partecipazione ai mercati energetici all'ingrosso causerebbe distorsioni nella formazione dei prezzi derivanti dall'assenza di interconnessione fisica con le restanti parti della zona di mercato. Per tali motivi l'Autorità ha, dunque, proposto che l'energia elettrica fornita e ritirata nelle isole non interconnesse non sia programmata e non sia immessa sul mercato all'ingrosso. Conseguentemente, l'energia elettrica sarà regolata da Terna con ogni responsabile del bilanciamento e sbilanciamento a un prezzo medio. Ogni consumatore finale potrà acquistare energia elettrica da qualsiasi rivenditore o direttamente da ciascun responsabile del bilanciamento.

Riguardo alla Sicilia e alla Sardegna, vale la pena ricordare che sono due zone del mercato elettrico italiano che oggi contribuiscono alla formazione del PUN basato sulla media zonale del Mercato del giorno prima (MGP). L'insularità delle due zone di mercato e la mancanza di sufficiente capacità di interconnessione non sono state, tuttavia, storicamente prive di conseguenze per la contendibilità del mercato e hanno generato, soprattutto a fronte della crescita della generazione rinnovabile non programmabile in quelle zone, forti pressioni sul PUN stesso.

Infine, si fa presente che oltre allo sviluppo delle fonti rinnovabili, appaiono rilevanti gli sviluppi in infrastrutture di rete e accumuli per accompagnare il processo di decarbonizzazione, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico, con prezzi il più possibile uniformi nello spazio e nel tempo.

Memoria in merito allo stato dei mercati elettrico e del gas naturale e all'andamento dei prezzi sia in regime di maggior tutela sia di libero mercato

Con la memoria del 22 novembre 2023, 544/2023/1/com, l'Autorità ha illustrato alla Commissione Attività produttive della Camera dei deputati le proprie considerazioni, in particolare, sulla questione:

- a) degli approvvigionamenti e della sicurezza dei mercati energetici;
- b) dell'andamento dei mercati dell'elettricità e del gas naturale, con specifico riguardo allo stato attuale del libero mercato e di quello in regime di tutela;
- c) dell'evoluzione dei prezzi nei due mercati.

Riguardo agli approvvigionamenti e alla sicurezza dei mercati energetici, lo stoccaggio del gas ha rappresentato un'infrastruttura essenziale per la copertura della domanda invernale e per attenuare le tensioni sui prezzi. È stato fondamentale per la sicurezza del sistema nazionale massimizzare il riempimento nella fase di iniezione e preservare, per quanto possibile, lo svuotamento nella fase iniziale di erogazione, al fine di disporre di maggiore flessibilità nei periodi di più intenso consumo. Il contributo dello stoccaggio risulta, infatti, fondamentale, non solo in termini di gas complessivamente disponibile per integrare le fonti di approvvigionamento nel periodo invernale, ma anche, e soprattutto, per fare fronte alle punte di prelievo giornaliero che si possono presentare in caso di freddo intenso. La fase di riempimento dell'estate 2022 è risultata particolarmente critica, in quanto i prezzi molto elevati del gas naturale e la loro volatilità hanno reso insostenibile il livello di rischio e di impegno finanziario per molti operatori, anche per quelli di maggiore dimensione. Nell'estate 2023 il relativo abbassamento del livello generale dei prezzi ha, invece, consentito la normale attività degli operatori di mercato che hanno provveduto al riempimento degli stoccaggi senza che vi fosse l'esigenza di specifici interventi di supporto.

Riguardo all'energia elettrica, invece, si è sottolineato che gli indicatori presentati da ENTSOE (Rete europea degli operatori di trasmissione elettrica) hanno evidenziato una situazione di adeguatezza decisamente migliore rispetto all'anno precedente, poiché la disponibilità della fonte idrica è aumentata in tutta Europa così come quella di energia nucleare. In tale contesto, sulla base delle prime indicazioni rese disponibili da Terna, anche l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale si presenta decisamente migliorata rispetto allo scorso anno. Ciò dipende sia da nuove installazioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili (impianti eolici e fotovoltaici per circa +5 GW rispetto all'inizio dell'inverno scorso) sia da impianti programmabili selezionati nell'ambito del *capacity market* (circa +1,7 GW rispetto all'inizio dell'inverno scorso), ma anche dalla maggiore disponibilità della fonte idrica.

L'andamento dei mercati elettrico e del gas naturale ha seguito in larga misura quello dei prezzi delle materie prime che, a partire dalla prima metà del 2023, hanno registrato in generale vistosi cali rispetto ai picchi raggiunti nel 2022. In particolare, i prezzi del gas naturale nei principali *hub* europei, dopo l'alta volatilità registrata nell'estate 2022 con punte sopra i 300 €/MWh, sono scesi nel secondo e nel terzo trimestre 2023 intorno ai 30 €/MWh, per poi assestarsi intorno a una media di circa 40 €/MWh su tutte le borse europee. Analogamente i prezzi del GNL sui mercati di breve termine, dopo avere raggiunto livelli oltre i 200 €/MWh nell'estate 2022, sono tornati a oscillare fra i 30 €/MWh e i 50 €/MWh nel secondo semestre 2023.

Passando, poi, all'evoluzione dei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, si registra negli ultimi anni un forte dinamismo. La progressiva uscita dei clienti finali dai servizi di tutela, maggior tutela nel settore elettrico e servizio di tutela nel settore del gas è infatti proseguita a ritmo sostenuto.

Il servizio di maggior tutela nel settore elettrico nasce nel 2007 con l'obiettivo di garantire ai clienti domestici, che per la prima volta avevano la possibilità di accedere al mercato libero, una fornitura a prezzi coerenti con il mercato all'ingrosso. Per garantire l'acquisto di energia omogeneo tra tutti i clienti è stato istituito l'Acquirente Unico, mentre il processo di gestione del cliente finale è affidato ai distributori competenti per zona. Questa modalità, pur con qualche differenza nelle strategie di acquisto di Acquirente Unico e nella periodicità con cui sono definiti i prezzi da parte dell'Autorità, caratterizza ancora oggi il servizio di maggior tutela. Il servizio di tutela, inoltre, ha svolto implicitamente il ruolo di servizio di "ultima istanza" per i clienti non forniti sul libero mercato e ha rappresentato stabilmente una opzione per i clienti, con la possibilità di scegliere liberamente se e quando uscire o rientrare nel servizio. Il meccanismo di tutela gas presenta alcune sostanziali differenze. Esso è stato definito dall'inizio come un obbligo di offerta da parte di tutti gli operatori del mercato di una particolare offerta di tutela senza però che l'operatore avesse l'obbligo di accettare di rifornire il cliente. Ciò ha portato a un maggiore ruolo dei venditori e a una più articolata segmentazione del mercato anche nel servizio di tutela. Il ruolo di servizio di "ultima istanza" per clienti che hanno problemi con il fornitore (sia attivi sia passivi) è svolto da specifici servizi messi a gara periodicamente con gli stessi operatori, quali il meccanismo del fornitore di ultima istanza.

L'Autorità ha più volte segnalato al Governo e al Parlamento l'esigenza di gradualità nell'adozione degli ultimi passaggi per la conclusione del processo di superamento delle tutele di prezzo, soprattutto per i clienti domestici che, per la loro intrinseca eterogeneità e naturale inerzia, necessitano di un processo di transizione progressivo e, in particolare, i clienti vulnerabili che, per le loro caratteristiche peculiari, potrebbero avere maggiore difficoltà a scegliere l'offerta di mercato più adeguata alle proprie esigenze, anche per assicurare una sufficiente concorrenzialità delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali.

Ad avvalorare quanto sopra illustrato, si è rilevato come l'attuale consistenza del servizio di maggior tutela, ancorché si sia ridotta via via negli anni, risulti ancora significativa, con oltre 9 milioni e mezzo di clienti domestici ivi riforniti, di cui circa 4 milioni e mezzo vulnerabili.

L'avvicinarsi della cessazione dei regimi di tutela, anche per i clienti domestici, ha fatto registrare negli ultimi anni un progressivo dinamismo degli operatori del mercato libero e, quindi, un aumento della varietà delle offerte; gli effetti della crisi hanno determinato, nel 2022, per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione, una sostanziale inversione di tendenza della convenienza fra i prezzi di tutela e i prezzi presenti sul mercato libero per i clienti domestici.

Da un'analisi di vari dati, seppure nei limiti della loro significatività, su un campione di 2 anni (fra cui uno di crisi), sembrerebbe emergere come le scelte dei clienti sul mercato libero, sia in uscita dalla tutela sia all'interno dello stesso libero mercato, siano fortemente influenzate dalla politica di marketing e di comunicazione dei venditori e dalla fiducia che il cliente ripone nel venditore.

Memoria in merito al disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023”

Con la memoria 28 dicembre 2023, 640/2023/l/com, l’Autorità ha fornito alle Commissioni riunite Attività produttive, commercio e turismo e Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati elementi di valutazione relativi al disegno di legge “Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023” e, in particolare sui seguenti commi dell’art. 14:

- a) comma 3, che introduce specifiche disposizioni in ordine alla fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili alla data di cessazione del servizio di maggior tutela: nel prendere atto del termine ordinativo disposto dal decreto legge per la regolazione del servizio di vulnerabilità, l’Autorità ha segnalato che tale termine non risulta coerente con i tempi necessari per condurre un processo di consultazione adeguato per la definizione delle disposizioni regolatorie finalizzate all’attuazione della norma di cui si tratta. Infatti, in base a quanto previsto dalla stessa norma in esame, si dovrebbe addirittura disciplinare il servizio di vulnerabilità prima ancora che siano noti gli esiti delle procedure selettive per l’assegnazione del servizio a tutele graduali. L’analisi di tali esiti è necessaria, tra l’altro, per valutare la concorrenzialità del mercato e per delineare in modo ottimale le procedure competitive per l’assegnazione del servizio di vulnerabilità. Pertanto, il termine di 60 giorni dall’entrata in vigore del decreto legge, previsto dal comma 3, lett. b), dell’art. 14 in commento, dovrebbe essere sostituito con il termine di 180 giorni dall’avvio del servizio di tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili;
- b) comma 4, che reca alcune modifiche alla disciplina volta a garantire la continuità occupazionale del personale impiegato nella gestione delle attività inerenti al servizio di maggior tutela nei *contact center*, di cui all’art. 36-ter del decreto legge n. 48/2023: l’Autorità ha mostrato il proprio favore nei confronti delle modifiche apportate dalla norma in questione, considerato che la stessa, pur salvaguardando le finalità sociali sottese all’originario art. 36-ter, elimina un onere strutturale addizionale che avrebbe potuto, da un lato, ridurre la partecipazione alle procedure selettive per l’individuazione degli esercenti il servizio a tutele graduali e, dall’altro, aumentare i corrispettivi a carico dei clienti a causa dell’incertezza circa la valorizzazione di tale onere nell’ambito delle medesime procedure, a detrimento degli esiti concorrenziali delle stesse;
- c) comma 5, che prevede l’automatica autorizzazione, fatta salva la facoltà di revoca, dell’addebito diretto già autorizzato dal cliente per la fatturazione del servizio di maggior tutela nel subentro del fornitore del servizio a tutele graduali o del servizio di vulnerabilità: l’Autorità ha proposto, in sede di conversione, che il compito di definire le condizioni e i termini per l’attuazione della norma in analisi sia direttamente assegnato a Banca d’Italia, sentiti questa stessa Autorità e il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica.

Conseguentemente, si è proposta la riformulazione del secondo periodo del comma 5 dell’art. 14. L’Autorità ha proposto, inoltre, che al comma 5 dell’art. 14 sia aggiunto un nuovo periodo, al fine di prevedere che al gestore del servizio a tutele graduali siano fornite tutte le informazioni necessarie per garantire il corretto servizio, assicurando contestualmente i necessari adempimenti per la tutela della protezione dei

dati personali dei consumatori, attraverso un adeguato coinvolgimento del Garante per la protezione dei dati personali;

- d) comma 6, che dispone che questa Autorità continui ad adottare i necessari provvedimenti per lo svolgimento delle procedure selettive per l'aggiudicazione del servizio a tutele gradualì, assegnando un termine non oltre il 10 gennaio 2024 per la presentazione delle offerte da parte degli operatori: l'Autorità ha tempestivamente attuato le disposizioni di cui al presente comma, differendo al 10 gennaio 2024 (il termine originario era l'11 dicembre 2023) la data di svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica;
- e) comma 7, che attribuisce ad Acquirente Unico specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari individuati mediante le predette procedure competitive: l'Autorità ha chiesto lo stralcio di detto comma, al fine di mantenere, in coerenza con le disposizioni legislative nazionali ed europee, in capo al Regolatore nazionale il monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti finali, con particolare riferimento a quelli domestici, avvalendosi, ove necessario, della società Acquirente Unico.

L'Autorità si è soffermata anche sul tema strutturale riguardante il trasferimento alla fiscalità generale, nell'ambito del percorso graduale individuato dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio per l'anno 2023), degli oneri generali di sistema relativi ai c.d. "bonus sociali" elettrico e gas, già oggetto di una articolata proposta formulata, con propria delibera 28 settembre 2023, 432/2023/I/com, al Ministro dell'economia e delle finanze e al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica. Tale trasferimento dovrebbe sistematicamente comprendere anche tutti gli interventi che rispondono a politiche industriali.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 1, comma 41, della legge n. 197/2022, in merito alla proposta di regolamento per il contenimento dei consumi elettrici formulata da Terna

Con la delibera 24 gennaio 2023, 21/2023/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla proposta di regolamento 2023 di Terna, trasmessa dal citato Ministero con lettera del 23 gennaio 2023, in quanto aderente al dettato normativo di cui all'art. 1, commi 41-44, della legge n. 197/2022, nonché all'art. 4 del regolamento (UE) n. 1854/2022. Tuttavia, l'Autorità ha proposto alcune modifiche, al fine di rendere la procedura più efficiente:

- puntualizzare che il Servizio di riduzione dei consumi possa essere erogato non solo da clienti finali ma anche da loro intermediari, quali gli utenti del dispacciamento e i *Balancing Service Provider* (BSP). In particolare, tali intermediari possono assumere un ruolo di rilievo nel caso di aggregati;
- prevedere che il premio massimo di assegnazione per le risorse dotate di UPDC e le altre risorse sia il medesimo, nel rispetto del limite di spesa previsto dall'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022, in quanto il maggior valore delle risorse dotate di UPDC, rispetto alle altre, è già riconosciuto con l'assegnazione prioritaria del servizio fino a un massimo di 2000 MW su 2500 MW totali;

- prevedere che, in relazione alle unità selezionate, singolarmente o nell'ambito di un aggregato, per l'erogazione del Servizio di riduzione dei consumi, Terna informi i corrispondenti utenti del dispacciamento e BSP, affinché essi ne tengano conto per le attività di propria competenza (programmazione ed erogazione di servizi ancillari);
- prevedere che, qualora un'unità selezionata, singolarmente o nell'ambito di un aggregato, per l'erogazione del Servizio di riduzione dei consumi sia al tempo stesso parte di una UVAM, il corrispondente BSP non presenti offerte sull'MSD per le medesime ore in cui viene richiesta l'erogazione del citato servizio (ovvero presenti offerte nell'ipotesi che tale unità non faccia parte dell'UVAM); precisare, altresì, che, qualora l'UVAM sia contrattualizzata a termine, la mancata presentazione di offerte sull'MSD non sia contabilizzata ai fini del rispetto dei requisiti previsti per la verifica della disponibilità dell'UVAM medesima, coerentemente con quanto già previsto dalla proposta di regolamento 2023 di Terna nel caso delle utenze interrottibili;
- prevedere che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'approvare la proposta di regolamento 2023 di Terna, stabilisca che Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità e al medesimo Ministero gli esiti delle procedure concorsuali e i relativi costi;
- prevedere che, nel rispetto del limite di spesa di cui all'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022, anche i costi derivanti dalla procedura concorsuale effettuata in attuazione dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022 siano coperti tramite fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale, come consentito dall'art. 3, comma 3, del medesimo;
- prevedere che si formuli separatamente, con successivo procedimento, il parere in merito al coinvolgimento di CSEA nella gestione delle somme stanziare dall'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022 e assegnate nei capitoli di Bilancio del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, in quanto la formulazione di tale parere richiederebbe tempi non coerenti con l'esigenza di attivare già da febbraio 2023 il Servizio di riduzione dei consumi di cui all'art. 1, commi 41-44, della legge n. 197/2022 e assume rilievo per la gestione delle partite economiche che fanno seguito all'erogazione del servizio medesimo.

Parere all'Agenzia delle entrate sullo schema di provvedimento in materia di IVA agevolata per la fornitura di servizi di teleriscaldamento

Con la delibera 7 febbraio 2023, 47/2023/I/tlr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 16, della legge 29 dicembre 2022, n. 197, ha espresso il proprio parere favorevole sullo schema di provvedimento recante "Iva agevolata al 5% per i servizi di teleriscaldamento. Disposizioni di attuazione dell'articolo 1 comma 16 della legge 29 dicembre 2022, n. 197", trasmesso dall'Agenzia delle entrate con comunicazione del 7 febbraio 2023

Parere alla Regione Marche in merito alla proposta di legge relativa alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 4 aprile 2023, 145/2023/I/eel, l'Autorità, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del decreto legislativo n. 79/1999, ha formulato il proprio parere favorevole all'innovato decreto legislativo n. 79/1999, in merito alla proposta di legge trasmessa dalla Regione Marche con propria lettera del 20 marzo 2023, rappresentando, tuttavia, che la proposta di legge necessita di essere integrata al fine di esplicitare il caso degli impianti idroelettrici direttamente connessi a unità di consumo diverse dai servizi ausiliari (integrazione ne-

cessaria se tali impianti sono effettivamente presenti), per i quali la componente variabile del canone dovrebbe essere calcolata in relazione all'energia elettrica prodotta netta anziché alla produzione dell'impianto immessa in rete. In questi casi, ai fini dell'applicazione della parte variabile del canone, si rende altresì necessario richiedere che i concessionari installino e mantengano in efficienza le apparecchiature di misure necessarie per la rilevazione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda; la Regione può anche richiedere al GSE di determinare l'energia elettrica prodotta netta a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda.

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che definisce le modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica

Con la delibera 20 aprile 2023, 174/2023/I/eel, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 60-*bis* della legge n. 124/2017, ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto finalizzato a individuare i criteri e le modalità per il passaggio al mercato libero dei clienti domestici e suggerisce di rendere coerente la durata massima del primo periodo di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili di cui all'art. 2 con la data di decorrenza, di cui all'art. 3, fissata al 1° aprile 2027, a partire dalla quale il servizio in questione assolverà alla sola funzione di ultima istanza.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2023

Con la delibera 3 agosto 2023, 380/2023/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze la propria intesa, in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2022 di Cassa per i servizi energetici e ambientali e ha autorizzato la medesima Cassa a effettuare, per l'esercizio 2023, il prelievo di natura commissionale di cui all'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità nella misura pari allo 0,181‰ del valore complessivo degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2022.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla proposta di modifica alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici (GME)

Con la delibera 19 settembre 2023, 407/2023/I/gas, l'Autorità ha formulato il proprio parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, alla proposta di modifica della disciplina MGAS, predisposta dal GME e trasmessa all'Autorità con la comunicazione 24 luglio 2023.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 5 dicembre 2023, 575/2023/I/eel, l'Autorità ha reso il proprio parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dei seguenti elementi di rete:

- a) di proprietà della società Acciaieria Arvedi S.p.a.:
 - Stazione 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) (TS);
 - Stazione 132 kV Servola UT (TS);
 - Elettrodotto in cavo interrato 132 kV "Servola UT – Elettra GLT (c.d. Servola AT) CE4" (TS);
- b) di proprietà della società Enel Produzione S.p.a.:
 - Stazione 150 kV Contrasto (CT);
 - Stazione 150 kV Paternò (CT);
 - Stazione 150 kV Grottafumata (CT);
 - Stazione 150 kV Troina (EN);
- c) di proprietà della società Edison S.p.a.:
 - Linea 132 kV "Garlasco – Vigevano Est" (PV);
 - Linea 132 kV "Novara Est (NO) – Vigevano Est" (PV);
 - Linea 132 kV "Novara Est (NO) – Nerviano" (MI);
 - Linea 132 kV "Nerviano (MI) – Cesano (MB)";
 - Stazione 132 kV Novara Est (NO);
- d) di proprietà della società e-distribuzione S.p.a.:
 - Stallo 132 kV in SSE Grosseto della linea "SSE Grosseto FS – CP Grosseto Nord" (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Orbetello della linea "SSE Orbetello FS – CP Orbetello" (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Massa della linea "Massa FS – CP Avenza" (MS);
 - Stallo 150 kV in SSE Barletta della linea "Barletta FS – CP Barletta" (BT);
 - Stallo 150 kV in SSE S. Stefano Di Camastra della linea "S. Stefano FS - CP S. Stefano di Camastra" (ME);
 - Stallo 150 kV in SSE Zappulla della linea "Zappulla FS – CP S. Agata Militello/CP Capo d'Orlando" (ME).

Inoltre, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito alla formalizzazione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'elemento di rete di proprietà della società Parco Eolico Riparbella S.r.l.: C.I.E Riparbella (PI).

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2023 è proseguita la collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), già da tempo formalizzata nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità con riguardo agli interventi istituzionali nei settori di comune interesse, contemplando, tra l'altro, iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Nell'ambito di tale Protocollo si sono realizzati scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo

svolgimento delle rispettive funzioni. Le due Autorità hanno condiviso periodicamente informazioni sulle linee generali di intervento, sui reciproci procedimenti avviati e sui relativi esiti e hanno collaborato su iniziative, procedurali e non, a tutela dei consumatori.

Inoltre, come è noto, per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità sono stati rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore del 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Nell'ambito del menzionato Protocollo l'ARERA e l'AGCM hanno continuato a cooperare proficuamente anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che ha monitorato costantemente l'attuazione del Protocollo al fine, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione e di segnalare alle Autorità fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione per il migliore coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La cooperazione e l'intervento complementare delle due istituzioni si sono realizzati in maniera efficace anche mediante un'intensa attività consultiva, che si è concretizzata nel rilascio di numerosi pareri, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, così come richiesto dal Codice del consumo. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Nel periodo considerato, per quanto attiene al settore dell'energia, l'ARERA ha rilasciato 16 pareri. In particolare, le condotte contestate e valutate in tali pareri hanno riguardato le tematiche delle variazioni unilaterali in violazione del decreto legge n. 115/2022, c.d. Aiuti-*bis*, della prescrizione biennale, delle attivazioni non richieste, della mancata trasparenza delle offerte, della qualità delle risposte ai reclami, delle informazioni ingannevoli e omissive, degli ostacoli al diritto di ripensamento, della riduzione di potenza o distacco della fornitura senza preavviso. Un ulteriore parere è stato rilasciato nell'ambito di un procedimento che ha interessato un comparatore di offerte commerciali. Per il settore idrico, i 4 pareri emessi hanno interessato condotte adottate in violazione della disciplina relativa alla prescrizione biennale. Con tali pareri l'ARERA ha evidenziato all'AGCM i profili di contrarietà alla regolazione delle condotte contestate e valutato la conformità degli impegni presentati dagli operatori rispetto alle disposizioni regolatorie a tutela dei clienti e degli utenti finali. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti delle istruttorie procedurali, hanno consentito ad AGCM di accertare pratiche commerciali scorrette e di imporre l'adozione di impegni conformi alla regolazione di settore.

Nell'ambito della summenzionata collaborazione, è proseguita la campagna di comunicazione "Difenditi così" organizzata congiuntamente dalle due Autorità nel 2022 per fornire ai consumatori consigli e informazioni per difendersi dall'insistenza o dalla scorrettezza di alcuni *call center*, sensibilizzarli sui propri diritti e contenere le azioni aggressive dei venditori. L'iniziativa è nata come risposta al significativo aumento dei reclami relativi all'eccessiva pressione dei *call center* incaricati delle attività di *teleselling* che cercano di sfruttare l'incertezza del momento legata alla cessazione delle tutele di prezzo e l'impatto del costo dell'energia sulle economie familiari.

Governo

Ministero della salute

In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili).

Nell'ambito del processo di stesura del sopra citato decreto, l'Autorità ha partecipato a uno specifico Gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con altre istituzioni, tra cui il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e l'Istituto superiore di sanità.

Per un approfondimento in merito, si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

A partire dal 26 giugno 2023 è vigente il regolamento (UE) n. 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata. A livello nazionale, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato che coinvolge anche l'Autorità – i lavori volti alla finalizzazione degli atti normativi collegati al citato regolamento.

In tale ambito, nel corso del 2023, l'Autorità è stata invitata a partecipare ad alcuni confronti tecnici e operativi, organizzati dal Ministero, con gli addetti del settore idrico e le amministrazioni competenti, allo scopo di sviluppare l'approccio di settore e in ossequio agli obblighi di comunicazione e sensibilizzazione dettati dall'art. 9 del regolamento (UE) n. 741/2020 (in merito a tale collaborazione si veda il Capitolo 6 del presente Volume).

Nel mese di ottobre 2022 la Commissione europea ha avviato i lavori volti all'aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, prevedendo importanti modifiche all'impianto precedente.

In relazione alla proposta di revisione della direttiva, nel corso dell'anno 2023, l'Autorità ha condiviso con il Ministero dell'ambiente le proprie osservazioni sugli aspetti tecnici ed economici legati alle novità normative in discussione, in alcune giornate di audizioni organizzate dal medesimo Ministero con lo scopo di acquisire specifiche osservazioni da parte degli *stakeholder* (per approfondimenti si consulti il Capitolo 6 del presente Volume).

L'art. 180 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legislativo 3 settembre 2020 n. 116, prevede, "al fine di promuovere in via prioritaria la prevenzione della produzione dei rifiuti", l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare, e delle foreste), del Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti, precisando che il citato

Programma fissi “idonei indicatori e obiettivi qualitativi e quantitativi per la valutazione dell’attuazione delle misure di prevenzione dei rifiuti in esso stabilite”.

Ai fini dell’aggiornamento del precedente Programma, adottato nel 2013 alla luce delle intervenute modifiche legislative, è stato istituito un Tavolo tecnico istituzionale coordinato dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica e composto dal Ministero delle imprese e del made in Italy, dal Ministero dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste e da ARERA, con il supporto tecnico dell’Istituto superiore di sanità, dell’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), del Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), dell’Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e dell’Istituto nazionale di statistica (Istat) (per approfondimenti si veda il Capitolo 7 del presente Volume).

Ministero delle imprese e del made in Italy

Nel periodo compreso tra i mesi di luglio e settembre del 2023 si sono svolte alcune interlocuzioni tra gli Uffici della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali e i rappresentanti del Ministero delle imprese e del made in Italy (MIMIT) – Unità di Missione a supporto del Garante per la sorveglianza dei prezzi (di seguito anche: Garante dei prezzi) in merito alle articolazioni dei corrispettivi applicati agli utenti del servizio idrico integrato. Tali interlocuzioni hanno fatto seguito ad alcune esigenze di approfondimento avanzate dal MIMIT relativamente all’eterogeneità della spesa sostenuta per il servizio idrico integrato riscontrata nei diversi contesti a livello nazionale, alla luce di talune segnalazioni pervenute al Garante dei prezzi. Nel corso delle interlocuzioni avviate, gli Uffici dell’Autorità hanno rappresentato ai referenti del MIMIT le competenze e le attività svolte dall’Autorità in merito al tema delle articolazioni dei corrispettivi del servizio idrico integrato (maggiori informazioni sono presenti nel Capitolo 6 del presente Volume).

Regioni e autonomie locali

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l’interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e di perseguimento dell’obiettivo “OS.20 Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale”, di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità (maggiori particolari sono presenti nel Capitolo 7 del presente Volume).

Ente nazionale italiano di unificazione (UNI)

Nel corso del 2023 l’Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita con la finalità di supportare la *governance* UNI nell’implementazione delle linee strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell’ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l’economia circolare, i rifiuti e l’agricoltura sostenibile (per approfondimenti si veda il Capitolo 7 del presente Volume).

Arma dei Carabinieri

A seguito della sottoscrizione nel 2022 del Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri, in data 10 luglio 2023 è stato sottoscritto l'“Accordo attuativo” recante le modalità di rimborso da parte dell'Autorità delle spese dovute all'Arma per il supporto prestato nell'esecuzione di controlli e di ispezioni presso i soggetti sottoposti a regolazione. Successivamente, sono state effettuate le prime attività operative (si veda il Capitolo 11 di questo Volume) in collaborazione. Il Protocollo, infatti, è un accordo di collaborazione atto ad ampliare le attività di vigilanza e controllo nei settori regolati dall'Autorità, sia per l'effettuazione di controlli e di ispezioni presso i soggetti regolati, sia per l'organizzazione di iniziative didattiche, formative e divulgative per favorire la condivisione di esperienze e lo scambio di *best practice* tra le due istituzioni. Operativamente il Protocollo prevede che l'Autorità possa richiedere il supporto dell'Arma che, tramite i competenti reparti territoriali, assicura l'assistenza al personale dell'Autorità nell'esecuzione delle citate attività. Nel 2023, inoltre, l'Autorità e il Comando Generale dell'Arma dei Carabinieri hanno avviato le attività di definizione delle disposizioni necessarie a porre a supporto dell'Autorità, per l'espletamento di attività progettuali e di *enforcement*, il personale facente parte di uno specifico Nucleo alle dipendenze del Comando Carabinieri per la tutela dell'ambiente e della sicurezza energetica da istituire presso la sede di Milano dell'Autorità.

Guardia di Finanza

L'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di ispezione e di controllo, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni nel 2001 e rinnovato nel 2005. Il reparto della Guardia di Finanza orientato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità è il Nucleo speciale beni e servizi, istituito nell'ambito dei Reparti speciali alle dipendenze del Comando Unità Speciali. Tale Nucleo, infatti, svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nelle attività di ispezione con sopralluogo e nelle crescenti attività di controllo documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza nel 2023, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2023 nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale e del Rapporto annuale alla Commissione europea e all'Acer*, nonché attraverso altri rapporti previsti per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale lo strumento della consultazione pubblica, con il fine di assicurare il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati già nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori a carattere generale: come descritto in dettaglio nel Capitolo 12, nel corso del 2023 sono state svolte 39 consultazioni pubbliche sia sui provvedimenti regolatori, sia per l'adozione del Quadro strategico dell'Autorità. Peraltro, nel corso degli ultimi anni, si è andato progressivamente ampliando

il numero di procedimenti sottoposti a un duplice *round* di consultazione prima dell'adozione del provvedimento finale di regolazione, una prassi che è sostanzialmente assimilabile all'AIR.

In coerenza con l'obiettivo OS10 del Quadro strategico 2022-2025, che prevede il rafforzamento degli strumenti di analisi e valutazione della regolazione mediante l'introduzione di nuovi strumenti, anche semplificati, di controllo delle modalità di determinazione degli obiettivi dei provvedimenti e delle relative modalità di intervento per conseguirli, è proseguita anche l'attività di perfezionamento di una scheda AIR, quale strumento semplificato di supporto per lo svolgimento delle analisi di impatto della regolazione per alcuni provvedimenti ritenuti strategici.

Come sempre, è stata posta molta attenzione all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di iniziative volte sia alla raccolta di contributi propositivi in fase di definizione dei nuovi provvedimenti, sia all'illustrazione delle relative modalità applicative, allo scopo di favorirne così il corretto adempimento. Sempre con questo obiettivo è stata curata la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede tecniche, ecc.

Su alcuni temi specifici sono stati organizzati *focus group* e tavoli tecnici, per raccogliere elementi utili e approfondire aspetti specifici, oltre che seminari e *webinar* informativi e di divulgazione della nuova regolazione.

Relativamente alle iniziative assunte nel 2023, si segnalano, tra l'altro:

- i seminari dell'8 febbraio 2023, svolto presso la sede di Milano, e del 14 febbraio 2023, svolto presso la sede di Roma, per illustrare l'articolato del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), posto in consultazione con il documento 685/2022/R/eel, e le principali novità rispetto alla vigente regolazione;
- il *webinar* del 10 febbraio 2023, dedicato ai soggetti potenzialmente interessati a sottoporre istanze di ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e degli utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore gas naturale;
- il seminario del 22 febbraio 2023 nel corso del quale sono stati illustrati i contenuti dei provvedimenti adottati dall'Autorità in attuazione dei decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo di energia elettrica e, più in dettaglio, le innovazioni regolatorie relative al Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo e al Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC), nonché i contenuti del nuovo Testo integrato della regolazione dell'autoconsumo diffuso (TIAD), che include il caso delle comunità energetiche, dei gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini, nonché degli autoconsumatori individuali "a distanza";
- il *workshop* del 12 aprile 2023 destinato agli analisti e investitori dei settori regolati, nel corso del quale sono stati illustrati i principali temi della regolazione del settore energetico, idrico e ambientale e la loro evoluzione;
- l'incontro del 2 ottobre 2023, di presentazione e di approfondimento dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale 2023 posto in consultazione pubblica.

Incontri formali del Collegio

Nel 2023 gli incontri formali del Collegio, richiesti dagli *stakeholder* per fornire all'Autorità elementi utili all'esercizio della propria azione regolatoria, sono stati 25. Tali incontri si sono svolti prevalentemente con associazioni e singole imprese dei settori energetico e ambientale. In particolare, 14 sono stati gli incontri con imprese e associazioni del settore dell'energia, 6 incontri hanno riguardato il settore idrico, 2 il settore dei rifiuti e 3 il settore del teleriscaldamento.

L'Autorità, come garanzia di trasparenza e *accountability*, dà conto tempestivamente degli incontri formali svolti sul proprio sito internet.

Trasparenza

La trasparenza può essere considerata come qualità di un'amministrazione capace di rendere accessibili dati e informazioni ai cittadini, riducendo conseguentemente le asimmetrie informative tra potere pubblico e collettività, nonché come strumento di rendicontazione dei risultati e dell'integrità dei processi decisionali. Il suo rilievo appare, conseguentemente, fondamentale non solo nell'ambito dell'*accountability*, ma altresì nella strategia di prevenzione della corruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione (c.d. trasparenza proattiva) vengono individuati nell'ambito del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT), in coerenza con quanto disposto dal DLgs n. 33/2013 e dalla complessiva normativa di riferimento.

Tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni detenute, sono state coinvolte nell'assolvimento di tali obblighi. Al fine di garantire il corretto loro adempimento, inoltre, sono state sistematicamente effettuate attività di monitoraggio e controllo, di primo (Dirigenti responsabili) e secondo livello (Responsabile prevenzione corruzione e trasparenza).

Sono state, infine, altresì poste in essere le necessarie azioni volte a garantire l'adempimento degli obblighi inerenti all'esercizio del diritto di accesso (c.d. trasparenza reattiva), quali la registrazione delle diverse tipologie di istanze pervenute e la loro trattazione nel rispetto dei termini di legge.

Anticorruzione

Con la delibera 31 gennaio 2023, 24/2023/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2023-2025. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici in chiave sia di anticorruzione che di trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO 695/2022/A).

Nel gennaio 2023, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (RPCT) ha redatto, ai sensi della legge n. 190/2012 e secondo il *format* predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione, pubblicata nell'apposita sezione del sito internet "Amministrazione trasparente" e alla quale si rinvia per massima completezza.

Le attività di prevenzione della corruzione, nel periodo interessato, sono state prevalentemente orientate alla predisposizione e attuazione di misure generali, così come previste nel Piano stesso.

Nel corso del 2023, in coerenza con quanto programmato nel PTPCT 2023-2025, si è proceduto a un ulteriore consolidamento della metodologia di gestione del rischio recentemente introdotta e all'attuazione del connesso sistema di controllo e monitoraggio. Alla rilevazione, in sede di *self assesment*, dello stato di implementazione e attuazione delle varie misure anticorruptive, sono seguite attività di verifica, approfondimento e confronto tra RPCT e singole strutture organizzative, con la finalità – secondo la logica propria del ciclo di gestione del rischio

– di migliorare, ove necessario, l’adeguatezza delle misure stesse e del complessivo sistema di prevenzione. A seguito dell’adozione di un nuovo modello organizzativo, entrato in vigore dal 1° luglio 2023, si è proceduto, in sede di riesame, a un’approfondita revisione della mappatura dei processi, onde registrare eventuali riallocazioni, modifiche, integrazioni o eliminazioni nonché eventuali nuovi processi. Il riesame, in costante collaborazione con i dirigenti responsabili, ha riguardato, altresì, la valutazione e il trattamento dei rischi propri di ogni processo e ha considerato gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione e sulla sostenibilità delle misure poste a loro presidio.

Nel novembre 2023 è stato nuovamente avviato l’iter per l’aggiornamento del PTPCT, per il triennio 2024-2026.

Quadro strategico 2022-2025

L’art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (delibera 12 maggio 2023, 201/2023/A) prevede che quest’ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente.

In attuazione di tale previsione, è stato approvato, con la delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, il Quadro strategico 2022-2025. Come riportato nella *Relazione Annuale 2022*, il Quadro strategico 2022-2025 si snoda su di un orizzonte temporale quadriennale e i suoi contenuti si articolano, come il precedente Quadro strategico, in obiettivi strategici che indicano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi all’Area Ambiente e all’Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine e in linee di intervento che descrivono le principali misure e azioni che l’Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. In particolare, le coordinate di riferimento dell’attuale Quadro strategico sono rappresentate dalla revisione del Piano nazionale integrato per l’energia e il clima 2030 (PNIEC), dall’avvio dei progetti e delle riforme previsti dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nonché dal quadro normativo definito sulla base delle proposte della Commissione UE relative al Pacchetto “Fit for 55” e dalla progressiva attuazione sia del *Green Deal* a livello europeo sia della normativa interna di recepimento del c.d. “Pacchetto sull’economia circolare”. La visione strategica dell’attuale consiliatura è ispirata all’esigenza di garantire a tutti i cittadini servizi energetici e ambientali accessibili, anche in termini economici ed efficienti, ed erogati con livelli di qualità crescente e convergente, nelle diverse aree del paese. Al contempo, gli stessi dovranno essere sostenibili sotto il profilo ambientale e allineati ai principi dell’economia circolare e contribuire alla competitività del sistema nazionale. Per maggiori dettagli sugli obiettivi strategici che l’Autorità si prefigge di raggiungere nell’arco dei quattro anni di durata del Quadro strategico 2022-2025, si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

Rendicontazione intermedia del Quadro strategico 2022-2025

In linea con gli impegni assunti dall’Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2022-2025, con la delibera 14 novembre 2023, 525/2023/A, è stata approvata la rendicontazione intermedia delle principali attività svolte dal 1° gennaio 2022 al 30 settembre 2023, in attuazione degli obiettivi strategici in esso contenuti. Tali attività rappresentano i punti focali su cui si è principalmente concentrata l’azione regolatoria nel biennio in considerazione. In particolare, nel documento di rendicontazione,

allegato A alla richiamata delibera 525/2023/A, sono riportate le principali misure che caratterizzano i 29 obiettivi strategici, declinati nelle relative linee di intervento, raggruppati in tre macro aree (Temi trasversali, Area Ambiente e Area Energia), al fine di rappresentare, con maggiore efficacia, l'attività svolta dall'Autorità nel biennio 2022-2023, con indicazione dello stato di avanzamento e delle ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste.

Inoltre, nel citato documento, sono state illustrate le principali misure regolatorie adottate nel contesto eccezionale di emergenza energetica e aumento straordinario dei prezzi, che hanno impegnato l'Autorità, da un lato, a contenere gli effetti dei prezzi elevati per tutelare i consumatori, in particolare in condizioni di vulnerabilità, dall'altro, a prevenire le criticità relative alla sicurezza e alla continuità delle forniture, nonché per assicurare la più generale tenuta del sistema. La tempestività e rapidità richiesta dagli interventi emergenziali ha comportato una revisione delle priorità di azione, inevitabilmente incidendo anche sul rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi.

Tra le misure tese ad alleviare l'impatto degli aumenti dei prezzi sulle bollette dei clienti finali e a rafforzare la tutela dei soggetti economicamente svantaggiati si rammentano: la rateizzazione del pagamento delle fatture nel primo semestre 2022; la riduzione e, poi, l'annullamento degli oneri generali di sistema fino a marzo 2023, per il settore elettrico, e fino a dicembre 2023, per il settore gas; il rafforzamento, fino a settembre 2023, dei bonus sociali tramite una componente di compensazione integrativa (CCI), aggiornata trimestralmente *ex ante* sulla base dell'andamento dei prezzi all'ingrosso, aggiunta al bonus "ordinario", e, parallelamente, fino a dicembre 2023, l'ampliamento della platea dei potenziali beneficiari dei bonus sociali tramite un innalzamento della soglia ISEE ordinaria a 15.000 euro per l'anno 2023; l'introduzione, per i clienti domestici beneficiari dei bonus sociali, di un contributo straordinario al pagamento delle forniture energetiche.

L'ulteriore crescita dei prezzi all'ingrosso dell'energia e la crisi finanziaria che ha conseguentemente colpito il mercato e gli operatori, legata alla riduzione dei flussi di gas dalla Russia, hanno indotto l'Autorità, a partire dal 1° ottobre 2022, a operare una riforma del metodo di aggiornamento dei costi della materia prima gas per i clienti del servizio di tutela, sostituendo il riferimento delle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso (legato ai prodotti TTF trimestrali *forward*) con la media dei prezzi effettivi mensili del mercato all'ingrosso PSV italiano, con un beneficio, nel semestre invernale 2022-2023, per il consumatore in tutela, stimabile in circa tre miliardi di euro.

L'intensità e la durata dell'emergenza energetica hanno, altresì, aumentato in modo significativo il rischio di tenuta sistemica dell'intera filiera elettrica e gas, rendendo necessari una serie di adeguamenti della regolazione dei servizi di ultima istanza, interventi sulla regolazione dei servizi infrastrutturali gas, tesi a garantire la sicurezza delle forniture, ivi compresi quelli in attuazione degli obblighi europei in materia di riempimento degli stoccaggi e sui regimi di accesso ai terminali di rigassificazione.

Nei settori ambientali sottoposti alla regolazione dell'Autorità, l'aumento significativo del costo dell'energia ha messo sotto pressione le gestioni dei relativi servizi e, per fare fronte alla situazione emergenziale, l'Autorità è intervenuta con una serie di misure sia nel settore idrico sia in quello dei rifiuti. Per ulteriori informazioni ed elementi di dettaglio si rinvia ai contenuti dell'allegato A alla delibera 525/2023/A.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento legato agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo, con una sempre crescente penetrazione di risorse produttive di piccola taglia e diffuse sul territorio e una graduale riduzione delle risorse produttive di grande taglia concentrate sui grandi "nodi" della rete di trasporto. Ciò comporta un radicale cambiamento nella gestione del sistema elettrico: vi sono sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi fino ad oggi. Occorre, pertanto, innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento, in quanto le regole attuali, delineate dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06, non appaiono in grado di intercettare i cambiamenti in essere, perché costruite avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione (UP) o unità di consumo (UC) abilitate.

Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita). Inoltre, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Si tratta di un approccio nuovo rispetto al quadro regolatorio nazionale: non è più, infatti, solamente TERNA che ha bisogno di servizi ancillari (c.d. "globali") per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (c.d. "locali") dalle risorse (diffuse) connesse con le loro reti.

In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi; quindi, tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito).

L'Autorità ha raccolto questa sfida di innovazione del quadro del dispacciamento già nel 2015, aprendo con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali con l'intento finale di redigere un nuovo Testo integrato del dispacciamento che sostituisca la delibera 111/06, andando a definire un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Servizi ancillari globali

Nel 2023, con la delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel, è stato approvato il nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, mutuando l'esperienza pluriennale dei progetti pilota di cui alla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, porta a termine il percorso di innovazione, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico, coerente con le disposizioni europee di cui al regolamento (UE) 2195/2017 in materia di bilanciamento del sistema elettrico, in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione, nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento, quali l'interrompibilità del carico, il teledistacco della produzione rinnovabile, l'attuazione delle procedure RIGEDI;
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente – UAS) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale – UVAN) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale – UVAZ), superando sia il criterio della rilevanza (potenza installata non inferiore a 10 MW) che aveva rappresentato una condizione necessaria per l'abilitazione precedentemente all'avvio dei progetti pilota di cui alla delibera 300/2017/R/eel, sia la taglia minima (1 MW) prevista per i suddetti progetti pilota; con il TIDE anche aggregati di dimensioni contenute possono abilitarsi e partecipare al mercato dei servizi ancillari;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le Unità Virtuali Nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione; sono altresì definite le Unità non Abilitate da Programmare (UnAP), identificate da Terna come le unità per le quali la conoscenza di un programma esplicito è utile per il corretto approvvigionamento dei servizi ancillari; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle Unità Virtuali Zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) n. 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento che acquisisce la forma di/ un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, articolato in un *Integrated Scheduling Process* (ISP) nodale e nelle piattaforme per lo scambio dei prodotti di

bilanciamento sviluppate a livello europeo; l'ISP a sua volta vede una fase di programmazione *ex ante* e una fase di bilanciamento in tempo reale;

- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero: con la delibera 111/06 vendere o acquistare energia su questi mercati equivale a programmare una immissione o un prelievo; con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero il 21 settembre 2021 si è avuta l'introduzione a cura di GME, limitatamente alle quantità negoziate in contrattazione continua, di una piattaforma di nomina in cui confermare o meno la programmazione, creando, per i volumi non confermati, un saldo commerciale regolato a prezzi di sbilanciamento; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, pari rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità, nel rispetto dei quantitativi scambiati sui mercati dell'energia; l'eventuale sovraprogrammazione è corretta direttamente da GME, mentre una eventuale sottoprogrammazione è coperta per il tramite delle UVZ di prelievo e delle UVZ di immissione della tipologia di fonti rinnovabili non programmabili che agiscono come saldo;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, separando le competenze di BRP e BSP; il primo è responsabile della programmazione base e degli sbilanciamenti rispetto a tale programmazione, il secondo è responsabile delle movimentazioni richieste da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e delle eventuali mancate movimentazioni in tempo reale. Sono introdotti i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP nonché, per i BRP, i corrispettivi di compensazione per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria; infine, sono enucleate dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (CCT, CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, ha rappresentato l'occasione per razionalizzare le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni. La delibera 111/06, e prima ancora la delibera 30 dicembre 2003, 168/03, erano state adottate in un contesto caratterizzato da un mercato elettrico italiano gestito in modo indipendente dai mercati europei e con una regolazione definita a livello nazionale. Con il *market coupling* le regole sono diventate europee e, a seguito del regolamento (UE) 942/2019, sono state adottate con decisioni da parte di ACER: il TIDE cattura questi cambiamenti riassumendo in unico documento sia le disposizioni rimaste di competenza delle autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna) sia i richiami alle disposizioni di cui alle decisioni ACER e ai regolamenti europei.

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento, al fine di perseguire un miglioramento continuo da parte di Terna in coerenza con l'evoluzione dello stato dell'arte. Anche lato trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ISP (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

Il TIDE produrrà effetti dal 1° gennaio 2025.

Interrompibilità del carico

Il servizio di interrompibilità del carico è stato storicamente disciplinato dall'Autorità su mandato attribuito dall'art. 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevedendo selezioni a termine su base triennale, annuale, trimestrale, mensile e plurimensile, con un premio in €/MW/anno determinato tramite un'asta a prezzo marginale al ribasso rispetto a una base d'asta fissata in coerenza con gli specifici indirizzi emanati dal Ministero (105.000 €/MW/anno per le risorse localizzate sul continente e 126.000 €/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna). La partecipazione era limitata ai soli clienti finali che si rendevano disponibili a essere interrotti istantaneamente su richiesta di Terna.

L'art. 21, comma 1, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69 ha modificato l'art. 30, comma 18, della legge n. 99/2009, dando mandato all'Autorità di definire i criteri e le modalità di approvvigionamento del servizio di interrompibilità sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna ed estendendo la partecipazione anche ai sistemi di accumulo.

L'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia nel documento per la consultazione 5 ottobre 2023, 445/2023/R/eel, procedendo all'approvazione dei criteri e delle modalità di approvvigionamento con la delibera 30 novembre 2023, 564/2023/R/eel. Il servizio è approvvigionato con selezione a termine annuale, trimestrale o mensile (non è più prevista l'asta triennale in quanto, nelle more della sua confluenza nel TIDE, il servizio è stato disciplinato solo per il 2024) a partire da una base d'asta analoga a quella già in essere ed è articolato in prodotti senza limiti di durata i cui assegnatari possono essere chiamati a erogare il servizio per un tempo indeterminato non noto a priori e in prodotti a durata limitata i cui assegnatari sono chiamati a erogare il servizio per un tempo massimo definito da Terna in sede di selezione a termine. Il prodotto a durata limitata è stato specificatamente pensato per i sistemi di accumulo che erogano il servizio tramite incremento dell'immissione in rete fino al picco massimo di capacità, ma che potrebbero incontrare difficoltà a garantire tale immissione per un tempo prolungato a causa dei limiti sulla disponibilità di energia.

A seguito dell'approvazione della delibera 564/2023/R/eel, Terna ha redatto il nuovo regolamento per il servizio di interrompibilità che è stato approvato dall'Autorità con la delibera 5 dicembre 2023, 572/2023/R/eel, unitamente alla verifica di conformità delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, finalizzate a consentire la partecipazione dei sistemi di accumulo.

Le nuove modalità troveranno applicazione solamente nell'anno 2024, perché dal 2025 il servizio di interrompibilità confluirà nel servizio di modulazione straordinaria di cui al TIDE.

Incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento

Con la delibera 21 dicembre 2021, 597/2021/R/eel, l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione di tipo *output based* finalizzato alla riduzione dei costi di dispacciamento a carico degli utenti finali. Il sistema opera secondo una logica di *profit sharing*, riconoscendo a titolo di incentivo a Terna una parte (12% su base annua) dei risparmi ottenuti; di contro, in caso di incremento dei costi di dispacciamento, Terna è tenuta a corrispondere una penale (4% su base annua) proporzionale a tale incremento.

Il meccanismo si applica al triennio 2022-2024: in ciascun anno l'incentivo è determinato operando un confronto tra il costo del dispacciamento maturato ogni anno di incentivazione e la relativa *baseline*. Per il 2022 si è assunto come *baseline* il costo del dispacciamento relativo all'anno 2019, in quanto gli anni 2020 e 2021 non sono stati considerati rappresentativi del funzionamento usuale del sistema elettrico poiché caratterizzati dagli effetti sulla domanda di energia elettrica dovuti alla pandemia da Covid-19. Per gli anni successivi si considera come *baseline* il costo del dispacciamento dell'anno precedente. Sono previsti degli appositi meccanismi di sterilizzazione finalizzati a rendere il costo del dispacciamento neutrale rispetto a fattori al di fuori del controllo di Terna, quali il costo della materia prima, le strategie di offerta degli operatori con riferimento ai margini *sell-buy*, l'ammontare del gettito dei corrispettivi di sbilanciamento, l'andamento del carico residuo (domanda al netto della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, la variazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per scelte non imputabili a Terna. Terna deve altresì proporre una sterilizzazione degli effetti dell'avvio del mercato della capacità (non presente nel 2019) e dei risparmi associabili agli investimenti che hanno beneficiato degli incentivi previsti dalla delibera 20 dicembre 2018, 699/2018/R/eel.

Nel corso del 2023 l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2023, 367/2023/R/eel, ha provveduto a riconoscere a Terna l'incentivo per l'anno 2022: Terna ha maturato, tenendo conto di tutti gli effetti di sterilizzazione, un risparmio complessivo di 2.210 M€, cui corrisponde un premio di circa 796 M€ (36% del totale, di cui 12% relativo al 2022 e 24% a titolo di anticipazione per gli anni 2023 e 2024).

A inizio 2023, con la delibera 31 gennaio 2023, 26/2023/R/eel, l'Autorità ha altresì riconosciuto gli incentivi previsti dalla delibera 699/2018/R/eel per complessivi 150 M€.

Auto-dispacciamento

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 392/2022/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento (o auto-bilanciamento) a livello locale, come previsto dall'art. 14, comma 10, lettera e) e dall'art. 23, comma 3 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. La sperimentazione è stata approvata con la delibera 28 giugno 2023, 298/2023/R/eel. Essa prevede che i soggetti che operano l'auto-dispacciamento paghino i corrispettivi di dispacciamento ridotti in relazione ai soli costi che l'applicazione dell'auto-dispacciamento evita al sistema: trattasi di una quota del corrispettivo *uplift* pari al 50% dei soli costi strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari (lettere a), b), d) e e) di cui al comma 44.1 della delibera 111/06) in quanto l'impegno dell'utente ad auto-bilanciarsi, purché reso noto *ex ante* a Terna, potrebbe parzialmente ridurre l'esigenza di Terna di approvvigionarsi di margini di riserva. Tuttavia, come evidenziato in consultazione, l'auto-dispacciamento può comportare l'aumento potenziale di vincoli di rete da risolvere per il TSO specialmente se operato in forma estesa e semplificata. Pertanto, la delibera ne limita l'applicazione al singolo nodo della rete rilevante: per esempio, l'auto-dispacciamento sperimentale può essere effettuato su rete di distribuzione (per esempio, ma non necessariamente, nell'ambito di una comunità energetica) o nell'ambito di un Sistema di distribuzione chiuso (SDC). Comunque, la sua corretta quantificazione del costo evitato per il sistema sarà oggetto di verifica durante la sperimentazione.

Ulteriori interventi

Su base annua l'Autorità è chiamata ad approvare la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, introdotti con la delibera 19 novembre 2004, 205/04. Per l'anno 2024 Terna ha presentato una proposta in linea con quanto adottato negli anni precedenti, fatti salvi alcuni dettagli sulle tempistiche e modalità di presentazione delle richieste di ammissione alle procedure concorsuali: l'Autorità si è espressa in merito con la delibera 14 novembre 2023, 520/2023/R/eel.

Con procedura d'urgenza il 21 marzo 2022, GME ha modificato la gestione dei pagamenti relativi alla Piattaforma conti energia (PCE), al mercato elettrico e al mercato del gas naturale prevedendo l'utilizzo del metodo *SEPA Credit Transfer* urgente o altro metodo equivalente al posto del *SEPA Direct Debit*; ciò ha permesso di ridurre i tempi di liquidazione delle partite economiche consentendo lo sblocco anticipato delle garanzie finanziarie con contenimento degli oneri per il mantenimento delle stesse a cura degli operatori di mercato.

Le modifiche sono state riportate nel Regolamento per la Piattaforma conti energia sottoposto all'approvazione dell'Autorità, nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e nella Disciplina del mercato del gas naturale sottoposti per approvazione al Ministero competente (ora Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica), sentita l'Autorità. Il Ministero ha approvato i testi di competenza con proprio decreto del 20 novembre 2023. L'Autorità, con la delibera 19 dicembre 2023, 602/2023/R/eel, ha conseguentemente provveduto ad approvare le modifiche al regolamento per la Piattaforma conti energia che erano rimaste in sospeso in attesa delle valutazioni del Ministero.

Gestione dei crediti non riscossi da riconoscere a Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento

Con documento per la consultazione 7 novembre 2023, 505/2023/R/eel, l'Autorità ha delineato la propria intenzione di definire i criteri e le procedure per l'individuazione e la gestione dei crediti non recuperabili da Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento.

La reintegrazione di crediti non recuperabili richiesti da Terna è stata gestita, precedentemente alla richiamata consultazione, con interventi *ad hoc* (si rimanda a tale proposito alle delibere 5 aprile 2018, 218/2018/R/eel e 9 giugno 2020, 206/2020/R/eel) prevedendo, alla luce dell'occasionalità e della limitata entità degli importi in questione, che l'onere risultante fosse posto a carico del sistema mediante il corrispettivo di cui all'art. 44 dell'allegato A alla delibera 111/06 (c.d. *uplift*) in deroga, pertanto, a quanto stabilito dall'art. 49 del medesimo allegato A alla delibera 111/06 (che prevede la creazione di un apposito corrispettivo).

L'approccio, semplificato, degli orientamenti prospettati nel documento per la consultazione 505/2023/R/eel tiene conto delle innovazioni regolatorie intervenute negli anni che garantiscono di limitare significativamente, rispetto al passato, l'esposizione del sistema al rischio di controparte.

In dettaglio, in relazione alle condizioni per l'accesso al meccanismo di reintegrazione, al fine di mantenere un incentivo finanziario al recupero del credito da parte di Terna, è stato proposto di ammettere i crediti, non già coperti dall'escussione delle relative garanzie, relativi:

- a contratti di dispacciamento risolti da almeno 12 mesi (per le motivazioni previste nell'ambito del contratto di dispacciamento oppure per i quali non sia stato possibile risolvere il contratto per effetto di una norma in materia di crisi d'impresa) o conclusi e per i quali emergano crediti (tipicamente nell'ambito delle sessioni di conguaglio SEM) ormai non più coperti dalle garanzie;
- al *settlement* mensile o a crediti maturati a seguito delle determinazioni delle sessioni di conguaglio SEM1 e SEM2 per i quali siano comunque verificate le condizioni di cui al primo alinea.

Gli orientamenti prospettati inoltre:

- escludono dal perimetro degli importi che possono essere recuperati gli importi relativi all'IVA in tutti i casi in cui, ai sensi della normativa vigente, Terna abbia titolo a presentare richiesta di rimborso o a effettuare il versamento fino al momento dell'incasso, nonché eventuali crediti per i quali sia maturata la prescrizione ai sensi della normativa vigente per motivazioni riconducibili all'operato di Terna;
- prevedono che eventuali importi recuperati successivamente, per esempio nell'ambito delle procedure di liquidazione giudiziale o di liquidazione coatta o di concordato preventivo, siano posti a riduzione dei crediti non recuperabili ammessi a copertura.

In relazione alle modalità di copertura dei crediti non recuperabili, la consultazione prospetta:

- di non istituire un apposito corrispettivo per la copertura dei medesimi crediti non recuperabili, e che essi siano aggiunti alle voci di costo di cui all'art. 44, comma 44.2, dell'allegato A alla delibera 111/06 e trovino copertura tramite l'*uplift*. A seguito dell'entrata in operatività del TIDE, i crediti non recuperabili troveranno copertura tramite il corrispettivo a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento, di cui all'art. 1–24.8 del TIDE;
- che, al fine di richiedere il riconoscimento dei crediti non recuperabili, Terna trasmetta all'Autorità, entro il 15 novembre di ogni anno, una relazione, con lo scopo di:
 - verificare che siano state messe in atto tutte le attività finalizzate a minimizzare la propria esposizione e gli oneri connessi con le eventuali insolvenze;
 - rendicontare l'ammontare dei crediti ritenuti non recuperabili per i quali ritiene di trovare copertura a decorrere dall'anno successivo mediante il corrispettivo di cui al precedente alinea, gli importi già coperti tramite il suddetto corrispettivo o eventualmente ancora da coprire (afferenti a crediti per i quali Terna aveva già indicato, nell'ambito delle relazioni degli anni precedenti, l'intenzione di procedere alla copertura mediante il corrispettivo), nonché gli importi recuperati;
 - individuare le tempistiche per la copertura dei crediti non recuperabili e il conseguente incremento previsto del corrispettivo;
- che, decorsi trenta giorni dall'invio della suddetta relazione e salvo diverso avviso dell'Autorità, Terna possa procedere alla copertura dei crediti non recuperabili indicati nella suddetta relazione mediante il corrispettivo di cui al primo alinea a decorrere dal primo trimestre di riferimento utile e secondo le tempistiche comunicate.

In relazione alla prima applicazione delle nuove disposizioni, la consultazione prospetta di anticipare al mese di febbraio 2024 il termine entro cui Terna deve trasmettere all'Autorità la relazione per richiedere il riconoscimento dei crediti non recuperabili cumulati precedentemente all'approvazione del provvedimento finale.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Alla luce delle innovazioni e delle profonde trasformazioni intercorse negli anni in ambito di misura di immissioni e prelievi, con la delibera 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina del *settlement* e della gestione delle perdite di rete di energia elettrica.

La delibera 336/2023/R/eel, in particolare, stabilisce che la riforma dovrà consentire:

- una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di svincolare Acquirente unico dal ruolo di operatore residuale del sistema elettrico;
- una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
- la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;
- la variazione su base giornaliera dell'utente del dispacciamento abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;
- un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
- una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti.

Infine, la delibera 336/2023/R/eel prevede che la definizione della nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete possa avvenire anche per step progressivi e che, alla luce della cessazione del servizio di maggior tutela, gli interventi iniziali debbano essere indirizzati al superamento della disciplina del *load profiling* e del ruolo di operatore residuale fino ad ora attribuito all'Acquirente unico nell'ambito della medesima disciplina.

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2023, 377/2023/R/eel, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti in merito a quanto delineato nel richiamato avvio di procedimento in relazione alla revisione del meccanismo di *load profiling* e prefigurato una riforma complessiva della gestione dei dati di misura ai fini del *settlement* nonché innovative modalità di approvvigionamento delle partite residuali di energia elettrica (differenza tra l'energia elettrica immessa in ciascuna rete di distribuzione e l'energia elettrica complessivamente prelevata – misurata o profilata – dai clienti finali connessi alla medesima rete). Nel dettaglio l'Autorità ha:

- prospettato la gestione unificata dei dati di misura, ai fini del *settlement* e della quantificazione delle partite residuali di energia elettrica, prevedendo, a tendere, che tutte le misure di prelievi e immissioni transitino esclusivamente dal SII e che la loro gestione risulti il più possibile uniforme indipendentemente dalla tipologia del punto di misura cui tali dati afferiscono e dal tipo di trattamento applicato; tale evoluzione nella gestione dei dati richiede prioritariamente di:
 - internalizzare nel SII le misure dell'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti di gestori diversi (ora gestite bilateralmente ai fini della determinazione del prelievo residuo di area – PRA);
 - uniformare le modalità di profilazione dei dati non orari e gestire tutte le misure con granularità al quarto d'ora in coerenza con quanto disposto dall'art. 53 del regolamento (UE) 2195/2017;
 - uniformare le modalità di aggregazione;

- in una fase successiva del percorso di riforma, spostare nel SII anche la gestione dei dati di misura delle immissioni, ciò al fine di dare attuazione alle richiamate disposizioni di cui al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199¹;
- in relazione alla determinazione dell'energia residuale – ER, indicato che il soggetto responsabile dell'attività di aggregazione delle misure ai fini del *settlement*, a tendere individuato nel SII, sia anche responsabile della determinazione dell'ER;
- ipotizzato due possibili soluzioni alternative per allocare alle imprese distributrici, rispettivamente in via diretta o indiretta, i costi sottesi a tale approvvigionamento (costi sostanzialmente connessi al differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard):
 - la prima opzione prevede che l'approvvigionamento dell'ER sia demandato direttamente alle imprese distributrici sul mercato libero, permettendo alle stesse la piena gestione del costo di approvvigionamento dell'ER;
 - la seconda opzione prevede che l'approvvigionamento dell'ER sia affidato a Terna e che, ai fini della copertura dei relativi costi, sia introdotto un corrispettivo a carico delle imprese distributrici;
- evidenziato la necessità che tutta l'energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata dalle singole imprese distributrici mediante la stipula di un contratto di fornitura sul libero mercato e pertanto non sia ricompresa nell'ambito dell'ER (ora è invece approvvigionata nell'ambito del servizio di maggior tutela);
- prospettato di superare interamente il meccanismo del *load profiling*; in particolare, tenendo conto del numero sempre più esiguo di punti privi di trattamento orario. A tal proposito, è stata rappresentata la possibilità di adottare un meccanismo più semplice, analogo a quello applicato per profilare i punti di immissione non trattati orari (piatto per mese o piatto per fascia). Nell'ottica di unificare la gestione dei dati di misura, il documento per la consultazione prospetta di assegnare anche tale attività di profilazione quart'oraria al SII;
- prospettato di anticipare i termini di messa a disposizione al SII delle misure dei punti di prelievo non trattati orari al giorno 7 del mese successivo a quello cui i dati si riferiscono (ora tale termine è fissato al giorno 20) e di introdurre l'obbligo di messa a disposizione con cadenza mensile del dato di misura stimato per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW;
- previsto di considerare, ai fini della definizione dei fattori percentuali di perdita standard applicati in fase di *settlement*, esclusivamente i fattori percentuali definiti per le perdite tecniche e, conseguentemente, che la quota di perdite effettive riconducibile alle perdite commerciali sia approvvigionata nell'ambito dell'ER.

Il documento per la consultazione 377/2023/R/eel delinea, infine, un percorso di attuazione che prevede:

- l'avvio della nuova disciplina secondo modalità semplificate a partire da gennaio 2025;
- l'entrata in vigore a regime della nuova disciplina a conclusione di tutte le attività funzionali alla gestione di tutti i dati di misura nel SII, inclusi pertanto anche quelli relativi alle immissioni, in modo da dare il tempo sufficiente a tutti i soggetti coinvolti di implementare e adeguare i processi interni e i sistemi informativi a supporto.

¹ Le disposizioni dell'art. 36 del decreto legislativo n. 199/2021 prevedono, in materia di regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di produzione da fonti rinnovabili, che l'Autorità definisca le modalità con le quali i dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili oggetto di incentivazione vengano gestiti nell'ambito del SII.

Servizio di trasporto, distribuzione e misura

Servizio di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.

In continuità con i precedenti periodi di regolazione, continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria" o "tariffa per l'uso delle infrastrutture") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Nel corso del 2023, coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la delibera 11 aprile 2023, 154/2023/R/eel, l'Autorità ha provveduto a determinare le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura in via definitiva per l'anno 2022, mentre con la delibera 16 maggio 2023, 206/2023/R/eel, sono state determinate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura in via provvisoria per l'anno 2023.

Con la delibera 18 aprile 2023, 165/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, condotto in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con le delibere 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, e 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com, rispettivamente per l'approccio ROSS-base e ROSS integrale.

Nell'ambito del suddetto procedimento, nel documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/eel, sono stati illustrati, tra l'altro, gli orientamenti riguardo alla regolazione economico-tariffaria per il sesto periodo di regolazione.

In particolare, nell'ambito della consultazione, le principali tematiche di tipo economico-tariffario affrontate sono state le seguenti:

- meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici;
- meccanismi di promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione;
- revisione dei criteri di determinazione delle tariffe parametriche per il servizio di distribuzione;
- regolazione tariffaria dell'energia reattiva;
- revisione di alcune disposizioni del Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Le decisioni dell'Autorità in merito agli orientamenti oggetto della consultazione 423/2023/R/eel sono contenute nella delibera 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel, con la quale sono stati approvati anche i Testi integrati per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura (TIT e TIME) nonché il Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC), in vigore il 1° gennaio 2024.

Con riferimento alle aggregazioni tra imprese distributrici, l'Autorità, con la richiamata delibera 616/2023/R/eel, ha previsto forme di incentivo per la riduzione delle imprese distributrici sul territorio nazionale nel caso di forme di aggregazione strutturalmente stabili, escludendo affitti di rete, acquisizioni parziali di rete e confermando la possibilità di utilizzare lo strumento del contratto di rete.

Più in dettaglio, nel caso di aggregazioni tra imprese distributrici di minori dimensioni (le aggregazioni tra imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo oppure quelle che interessano una impresa che serve almeno 25.000 punti di prelievo con una o più imprese che servono un numero di punti di prelievo inferiore a tale soglia), l'Autorità ha sostanzialmente confermato i meccanismi di incentivo già vigenti nel quinto periodo di regolazione, basati sulla valorizzazione del capitale investito dell'impresa oggetto di aggregazione tramite il valore implicitamente riconosciuto attraverso la tariffa parametrica di cui alla delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, e sull'applicazione di un incentivo monetario *una tantum*.

L'Autorità ha previsto, inoltre, l'introduzione di un meccanismo di promozione delle operazioni di aggregazione che coinvolgano un'impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo e una che serve oltre 100.000 punti di prelievo. In tal caso, l'Autorità ha previsto una premialità *una tantum* pari a 50 euro per punto di prelievo servito dall'impresa di minore dimensione per le aggregazioni portate a termine entro il 31 dicembre 2025 e di 40 euro per punto di prelievo per quelle concluse nel biennio 2026-2027.

Inoltre, tenuto conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 423/2023/R/eel, l'Autorità ha esteso il meccanismo di incentivo alle operazioni di aggregazione che comportano il raggiungimento di una soglia di punti di prelievo serviti pari ad almeno 100.000. In tal caso, le imprese che servono tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo oggetto di aggregazione possono beneficiare dell'incentivo *una tantum* per punto di prelievo sopra richiamato. In questi casi sono ammesse al meccanismo di incentivo anche eventuali acquisizioni di porzioni di rete qualora determinino una razionalizzazione delle aree geografiche servite dalle imprese distributrici in coerenza con le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese in regime tariffario parametrico eventualmente oggetto di acquisizione possono anche in questo caso godere dell'incentivo sulla base del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica e del 30% di premio commisurato a costi operativi secondo i meccanismi previsti per le aggregazioni di imprese di minori dimensioni, ma non hanno titolo all'ulteriore incentivo *una tantum* per punto di prelievo.

Relativamente alla razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione, l'Autorità ha introdotto incentivi alla cessione di linee AT e di asset di cabina primaria (sbarre e stalli), calcolati, rispettivamente, sulla base del costo storico rivalutato delle linee/cavi o del valore delle immobilizzazioni nette degli asset di cabina primaria oggetto di cessione: tali incentivi sono fissati al 4% per gli anni 2024 e 2025 e al 3% per gli anni 2026 e 2027. Per l'ottenimento dell'incentivo sulle linee AT, l'Autorità ha previsto che sia necessario il raggiungimento di un accordo per la cessione completa delle linee dell'impresa distributtrice, mentre per l'ottenimento dell'incentivo sulla cessione di sbarre e stalli di cabina primaria l'Autorità ha previsto che sia necessario il raggiungimento di una percentuale minima di asset ceduti.

Con riferimento alle imprese in regime tariffario parametrico (quelle che servono meno di 25.000 punti di prelievo), con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha completato la regolazione del quinto periodo di regolazione specificando le modalità di riconoscimento dei costi tramite il fattore correttivo *g*; ha definito i pesi della tariffa

parametrica per il periodo 2021-2023 ai fini dell'applicazione del meccanismo di gradualità di cui ai commi 6.3 e 6.4 della delibera 237/2018/R/eel; infine, ha prorogato la prevista revisione della formulazione della tariffa parametrica dall'anno 2023 all'anno 2024, rinviando a successivo provvedimento l'avvio di procedimento per la revisione medesima in modo da applicare la nuova formulazione alle tariffe relative al periodo 2025-2027.

Avvio del procedimento per la revisione del Testo integrato cooperative

L'Autorità, con la delibera 18 luglio 2023, 317/2023/R/eel, ha avviato un procedimento per la revisione e l'aggiornamento della disciplina regolatoria per le cooperative storiche dotate di rete propria e per i consorzi storici dotati di rete propria al fine di:

- tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo che si è avuta negli ultimi anni, nonché individuare quali siano le modifiche alle caratteristiche delle cooperative o dei consorzi storici dotati di rete propria compatibili con il mantenimento del proprio titolo e, quindi, con l'accesso alla specifica disciplina prevista dal Testo integrato cooperative (TICOOP);
- delineare le modalità di applicazione del TICOOP nel caso in cui una cooperativa storica concessionaria o esistente acceda al processo di aggregazione mediante la stipula di un contratto di rete di cui all'art. 3, comma 4-ter, del decreto legge 10 febbraio 2009, n. 5 al fine di confinare i relativi benefici alla rete della singola cooperativa storica concessionaria e ai relativi clienti finali soci diretti.

Il procedimento avviato con la delibera 317/2023/R/eel, fa seguito alla conclusione del processo di ricognizione e censimento delle cooperative storiche dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria; tale processo di ricognizione e censimento ha consentito, infatti, di avere un quadro chiaro ed esaustivo delle diverse fattispecie esistenti e delle loro caratteristiche e, conseguentemente, di potere dare seguito all'attività di aggiornamento della relativa disciplina regolatoria, al fine di revisionare il TICOOP per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo che si è avuta negli ultimi anni, nonché per individuare quali siano le modifiche alle caratteristiche delle cooperative o dei consorzi storici compatibili con il mantenimento del titolo di cooperative o consorzi storici e, quindi, con l'accesso alla specifica disciplina prevista dal TICOOP.

Proroga, fino al 31 dicembre 2024, dell'attuale disciplina regolatoria in materia di corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori e interventi funzionali a completare il quadro delle nuove disposizioni

Nell'anno 2021, la delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel, ha innovato la regolazione dell'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (ossia destinata all'accumulo) ed energia elettrica prelevata destinata ai servizi ausiliari di generazione, perseguendo una doppia finalità:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata in tali fattispecie (denominata EIN);
- estendere la medesima regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi.

La delibera 109/2021/R/eel ha previsto, tra l'altro, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive), l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
- la regolazione sia applicata su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive e indipendentemente dalla configurazione impiantistica:
 - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;
 - alle configurazioni impiantistiche connesse con le reti con obbligo di connessione di terzi, nonché alle configurazioni connesse con i Sistemi di distribuzione chiusi, ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi per tali tipologie di reti elettriche;
- la regolazione sia applicata limitatamente all'energia elettrica corrispondente alla potenza dei dispositivi che effettuano il prelievo funzionale a consentire la successiva immissione, come dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente, con un margine del 10%;
- a decorrere dal 1° gennaio 2024 sia abrogato l'art. 16 del Testo integrato trasporto 2020-2023 (TIT 2020-2023);
- Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un allegato al Codice di rete di Terna i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica. Tali criteri e modalità di calcolo degli algoritmi sono definiti nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna.

Per completare il quadro degli interventi funzionali all'operatività delle disposizioni introdotte con la richiamata delibera 109/2021/R/eel, si è reso necessario con la delibera 4 aprile 2023, 142/2023/R/eel, intervenire per veicolare nell'ambito degli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura previsti dal TIME e di aggregazione delle misure previsti dal TIS le grandezze della EIN e dell'energia prelevata netta, ovvero la differenza tra l'energia complessivamente prelevata dalla rete e il valore assoluto dell'EIN che è necessario determinare per le configurazioni impiantistiche con unità di produzione/sistema di accumulo e unità di consumo (SSPC) che accedono al nuovo regime, al fine di attribuire correttamente i consumi ai clienti finali.

In dettaglio, nell'ambito delle disposizioni che disciplinano la messa a disposizione dei dati di misura (orari)² contenute nel TIME, si è previsto che:

- le imprese distributrici inviino al SII i dati della EIN coerentemente con i tempi e le modalità già previste per la trasmissione dei dati di misura periodici;
- sia il SII a determinare e rendere disponibili agli utenti del dispacciamento l'energia prelevata netta in relazione a ciascun punto di prelievo nella loro disponibilità, a valle della ricezione dei dati della EIN mensile da parte delle imprese distributrici. La trasmissione di tali dati, a regime, deve essere effettuata entro 1 giorno lavorativo dalla data di messa a disposizione dei dati relativi all'energia prelevata complessivamente dal punto di prelievo e all'EIN mensile.

² Al riguardo è opportuno precisare che, nell'ambito della disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, i dati di misura devono avere una granularità almeno oraria e pertanto uno dei requisiti affinché una configurazione possa essere ammessa alla predetta disciplina è che i misuratori installati siano di tipo orario.

In relazione all'attività di aggregazione delle misure disciplinata ai sensi del TIS, ai fini della corretta determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun utente del dispacciamento, sempre con riferimento ai punti di prelievo trattati orari, si è stabilito, tra l'altro, che il SII consideri, per i punti di prelievo che accedono alla disciplina regolatoria e per i quali risulta trasmessa l'EIN ai sensi del TIME, i dati dell'energia prelevata netta (anziché l'energia complessivamente prelevata).

Il provvedimento prevede la piena centralizzazione dei flussi della EIN e dell'energia prelevata netta nel SII, concluso un periodo transitorio previsto per il primo semestre del 2024 per consentire al medesimo SII gli adeguamenti necessari, a partire dal 1° luglio 2024.

Nel corso dell'anno 2023, peraltro, sono pervenute all'Autorità diverse segnalazioni relative a criticità operative nell'espletamento degli step necessari per completare la procedura per l'accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, con particolare riferimento alle attività correlate alla registrazione delle unità di produzione in assetto negativo (funzionamento in assorbimento relativo a un sistema di accumulo) e/o delle unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione all'anagrafica del sistema GAUDì e alla loro abilitazione.

Quanto evidenziato ha comportato che numerose istanze di accesso, benché presentate con adeguato anticipo rispetto al termine del 1° gennaio 2024, fossero bloccate o procedessero con forte ritardo.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2023, 596/2023/R/eel, ha disposto:

- di prorogare di un ulteriore anno (fino alla fine del 2024) la disciplina regolatoria già prevista dall'art. 16 del TIT 2020-2023, al fine di garantire che per tutti gli impianti di produzione e/o sistemi di accumulo sia possibile continuare a beneficiare degli esoneri tariffari;
- di istituire presso Terna un tavolo tecnico, convocato con frequenza almeno mensile, cui partecipano gli *stakeholder* interessati, al fine di discutere le criticità operative afferenti all'accesso alla disciplina introdotta con la delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna, con cadenza mensile, rendiconti all'Autorità in merito a quanto emerso nell'ambito del suddetto tavolo tecnico e alle soluzioni individuate per superare le criticità, nonché allo stato di avanzamento nell'implementazione nel sistema GAUDì delle modifiche funzionali alla piena attuazione di quanto previsto dalla delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna elabori ed invii mensilmente all'Autorità un report che riporti a livello aggregato lo stato di avanzamento, nel processo di qualificazione alla delibera 109/2021/R/eel, delle pratiche presentate dagli operatori (raggruppandole sulla base delle diverse tipologie individuate nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna) e che, a tal fine, la medesima Terna dia separata evidenza del numero di pratiche che, nelle more del completamento della procedura di accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, continuano a usufruire del prorogato regime di esenzione previsto dall'art. 16 del TIT 2020-2023 e del numero di unità/impianti di produzione che, pur aderendo al medesimo regime di esenzione, non hanno ancora provveduto a presentare istanza al relativo gestore di rete per l'accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel.

Modifiche al Codice di rete

Il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete) è predisposto da Terna ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 ed è sottoposto all'approvazione da parte dell'Autorità e del Ministero. L'Autorità, in particolare, ne verifica la conformità alla propria regolazione.

Su base annua sono diversi gli interventi di aggiornamento e modifica del Codice di rete. Per l'anno 2023 si segnalano:

- la delibera 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel, relativa alle modifiche delle definizioni di unità di produzione e sezione di impianto per includere tutti i sistemi di accumulo, alle modifiche ai requisiti tecnici e alle modalità di erogazione dei servizi ancillari relativi alla frequenza, in coerenza con le evoluzioni del quadro normativo europeo (regolamento (UE) 1485/2017); Terna aveva altresì proposto l'introduzione di unità volontariamente abilitate, ma l'Autorità ha ritenuto opportuno posticipare tale ampliamento attuandolo nella più ampia riforma del servizio di dispacciamento di cui al TIDE;
- la delibera 18 luglio 2023, 320/2023/R/eel, relativa alle modifiche al Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) finalizzate a migliorare la comunicazione dell'attivazione di tale piano nei confronti degli utenti del sistema elettrico.

Piani di investimento per distribuzione e misura

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/eel, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di *performance* per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

A seguito della consultazione, l'Autorità ha adottato due azioni:

- con la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, ha previsto le tempistiche e le modalità per l'elaborazione e la consultazione pubblica biennale dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione per le imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali, per l'anno 2023 e, successivamente, dal 2025 per ogni anno dispari, in particolare:
 - in merito alle tempistiche, nel 2023 le imprese distributrici effettuano una consultazione pubblica del Piano di sviluppo, il cui esito è inserito nel piano definitivo inviato all'Autorità entro il 30 novembre 2023; dal 2025, le imprese distributrici effettuano una consultazione pubblica del Piano di sviluppo e lo presentano all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari;
 - in merito alle modalità di elaborazione dei piani, questi devono essere predisposti:
 - ✓ in coordinamento con Terna e in coerenza con il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
 - ✓ tenendo conto sia delle dinamiche di evoluzione del settore elettrico quali lo sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici, sia delle

possibili congestioni di rete di distribuzione previste e del conseguente potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità;

- ✓ indicando gli investimenti di rete programmati con un orizzonte temporale almeno quinquennale, esplicitando allo scopo la metodologia utilizzata per identificare gli investimenti e la loro granularità;
 - ✓ esplicitando, per ciascun investimento, le caratteristiche di costo e di avanzamento, motivando eventuali ritardi esogeni all'impresa o posticipazioni volontarie da parte della stessa;
- con la delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, ha previsto che le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei Piani di sviluppo predispongano alcuni documenti comuni funzionali ai successivi Piani di sviluppo, in particolare:
 - la struttura armonizzata dei contenuti del Piano di sviluppo;
 - l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico;
 - un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, anche nel caso di eventuale applicazione di tecniche di analisi costi-benefici;
 - un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Sempre con la richiamata delibera 617/2023/R/eel è stato previsto che, negli anni pari, ciascuna impresa distributtrice pubblici e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo (con la prima edizione entro il 30 settembre 2024), mentre negli anni dispari tale monitoraggio dell'avanzamento sia incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo.

Smart metering 2G

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, ed aggiornata con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel, per il triennio 2023-2025.

Per quanto riguarda l'implementazione delle predette disposizioni, è stata valutata la richiesta di ammissione al regime incentivante e il Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2), entrambi presentati dall'impresa distributtrice Deval.

Con la delibera 12 settembre 2023, 397/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Deval, prevedendo:

- la messa in servizio di oltre 161.500 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- la prima messa in servizio di circa 149.500 misuratori 2G e la sostituzione di poco più di 12.000 misuratori "2G su 2G" principalmente a causa di richieste commerciali, guasti e manomissioni;
- una spesa prevista di capitale di poco inferiore a 23 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G precedenti al 2021);
- una spesa unitaria prevista di 138,15 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021.

In merito al monitoraggio dell'avanzamento e delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G, previsto dalla delibera 724/2022/R/eel e dalla delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel, rispettivamente per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo e fino a 100.000 punti di prelievo, con la determina 26 ottobre 2023, 3/2023, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità ha definito elementi per sistematizzare e armonizzare le modalità con le quali le imprese distributrici inviano annualmente all'Autorità i dati e le informazioni relative all'avanzamento e alle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Prezzo di esercizio del Mercato della capacità

Il Mercato della capacità, la cui istituzione è stata prevista dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

Le prime procedure concorsuali del Mercato della capacità si sono svolte nel 2019 e hanno avuto ad oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023. Nel 2022 si è poi tenuta l'asta relativa all'anno 2024. A decorrere dal mese di gennaio 2022 è stato dunque avviato il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari ed è iniziata l'applicazione delle norme sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel. Secondo quanto stabilito dalle menzionate delibere, il prezzo di esercizio, rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading System* (componente emissioni).

La metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023, di cui alla delibera 363/2019/R/eel, è stata modificata e integrata in via d'urgenza, con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel, per fare in modo che il citato prezzo potesse riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas. A tal fine, dal giorno successivo alla pubblicazione della delibera 83/2022/R/eel, è stato stabilito, tra l'altro, di:

- indicizzare su base giornaliera le componenti gas naturale ed emissioni per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023;
- calcolare il valore standard del gas naturale applicando, in luogo della componente C_{MEM} mensile e in relazione al giorno d -esimo, il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

Per assicurare la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A nei casi di urgenza o emergenza, si è previsto di adottare la procedura della c.d. consultazione postuma, per eventuali e successivi adeguamenti e integrazioni alla regolazione sul prezzo di esercizio definita con la delibera 83/2022/R/eel.

Anche alla luce degli esiti della consultazione postuma, con la delibera 3 ottobre 2023, 437/2023/R/eel, l'Autorità ha confermato le modifiche e integrazioni alla delibera 363/2019/R/eel introdotte con la delibera 83/2022/R/eel, prevedendo la loro applicazione dal giorno seguente la data di pubblicazione di quest'ultimo provvedimento (5 marzo 2022) fino al 31 dicembre 2023.

Per quanto concerne la componente gas naturale e la componente emissioni ai fini del calcolo del prezzo di esercizio del Mercato della capacità per l'anno 2024, l'Autorità, con il documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 471/2023/R/eel, ha espresso l'intenzione di modificare la delibera 399/2021/R/eel, per estendere al periodo di consegna 2024 la validità delle disposizioni introdotte con la delibera 83/2022/R/eel e successivamente confermate con la delibera 437/2023/R/eel. L'Autorità, con delibera 12 dicembre 2023, 583/2023/R/eel, ha modificato la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l'anno 2024 coerentemente con l'orientamento espresso nel documento per la consultazione 471/2023/R/eel.

Verifica di conformità delle proposte di Terna per la modifica della disciplina del Mercato della capacità e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento

Con le delibere 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel e 99/2023/R/eel, l'Autorità ha, tra l'altro, approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna per:

- l'estensione dell'idoneità alla fornitura del servizio di riserva primaria ai sistemi di accumulo elettrochimico che soddisfano i requisiti tecnici previsti dal medesimo Codice;
- l'introduzione di algoritmi finalizzati al rispetto, da parte di Terna, nel processo di selezione delle offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento, dell'energia giornaliera massima in immissione e in prelievo per le unità abilitate idroelettriche di produzione e pompaggio e per le unità abilitate di accumulo elettrochimico;
- l'estensione dell'obbligo di comunicazione entro le ore 15:00 del giorno d , con riferimento al giorno $d+2$, dei vincoli di energia giornaliera anche per le unità di accumulo elettrochimico, nonché dei dati tecnici di energia giornaliera ai fini del MSD *ex ante* e del mercato di bilanciamento;
- l'introduzione della facoltà di comunicazione, entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici per ciascuna sottofase del MSD *ex ante*, del dato di energia iniziale in produzione (in assorbimento) da utilizzare per la sottofase in esame, sia per le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, sia per le unità di accumulo elettrochimico;
- i requisiti di connessione degli impianti di accumulo elettrochimico, con riferimento, tra l'altro:
 - alle caratteristiche generali d'impianto e al campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti;
 - ai servizi che questi impianti devono fornire per la salvaguardia della sicurezza del sistema elettrico nazionale nei vari stati di funzionamento;
 - allo scambio dati in tempo reale per l'osservabilità di questi impianti da parte di Terna ai fini dell'esercizio del sistema elettrico nazionale.

Con la delibera 13 luglio 2023, 316/2023/R/eel, l'Autorità ha modificato la delibera 99/2023/R/eel, prevedendo, tra l'altro, anche per gli impianti di produzione e/o di accumulo che entreranno in esercizio dopo il 17 marzo 2024 ed entro il 31 dicembre 2024, la possibilità di effettuare l'adeguamento ad alcune funzionalità indicate dalla delibera 99/2023/R/eel successivamente all'entrata in esercizio e nel corso della durata dell'*Interim Operational Notification*.

Per tenere conto, nell'ambito del funzionamento del Mercato della capacità, delle sopra citate modifiche al Codice di rete, Terna ha elaborato e trasmesso all'Autorità, nel corso del mese di luglio 2023, previa consultazione, alcune proposte di modifica alla disciplina del Mercato della capacità e alle rispettive disposizioni tecniche di funzionamento.

Le proposte di modifica alla disciplina sono state formulate con l'obiettivo di evitare che le indisponibilità degli impianti di accumulo per cui è stato richiesto l'adeguamento alle prescrizioni del Codice di rete approvate con la delibera 99/2023/R/eel potessero incidere negativamente sul rispetto degli obblighi contrattuali del Mercato della capacità. Terna ha proposto, in particolare, per gli impianti di accumulo entrati in operatività entro il 17 marzo 2024 e adeguati alle prescrizioni del Codice di rete elencate al punto 3 della delibera 99/2023/R/eel a valle dell'entrata in esercizio e durante l'*Interim Operational Notification*, l'esonero, per un periodo non superiore a quattro settimane, dagli obblighi di offerta, dalla restituzione del corrispettivo variabile e dall'aggiornamento degli indicatori di indisponibilità.

Le proposte di aggiornamento delle disposizioni tecniche di funzionamento sono state elaborate per considerare, ai fini della verifica degli obblighi connessi con il Mercato della capacità, le modifiche introdotte al Codice di rete e approvate con la delibera 98/2023/R/eel, circa la fornitura di riserva primaria e la gestione nel mercato per il servizio di dispacciamento degli impianti caratterizzati da limiti in energia. Terna ha proposto che, a partire dal periodo di consegna 2024, sia considerata come capacità validamente offerta sul mercato per il servizio di dispacciamento, per tutti gli impianti con limiti di energia, il minimo tra la capacità offerta in vendita sul medesimo mercato (valore al più pari alla potenza massima erogabile e, quindi, al netto della riserva primaria) e un quarto della massima energia producibile dall'impianto nel corso della giornata di riferimento (un dodicesimo per gli impianti idroelettrici diversi dall'idroelettrico fluente).

A tal proposito, Terna ha definito la massima energia producibile giornaliera pari al prodotto tra il massimo valore degli stati di carica – comunicati per il giorno di flusso di riferimento e aggiornati da Terna a livello orario per tener conto delle sole movimentazioni effettuate sui mercati dell'energia ed aventi effetto sullo stato di carica dell'ora in esame – e l'energia massima che può essere immagazzinata nella medesima unità, comprensiva della semi-banda di regolazione primaria, così come dichiarati dall'operatore per il giorno di flusso in esame.

Con la delibera 3 agosto 2023, 376/2023/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente le proposte di modifica alla disciplina del Mercato della capacità e alle disposizioni tecniche di funzionamento, a condizione che Terna ne aggiornasse il testo per considerare le modifiche apportate alla delibera 99/2023/R/eel con la delibera 316/2023/R/eel, volte a consentire, anche con riferimento agli impianti di produzione e/o di accumulo che entreranno in operatività dopo il 17 marzo 2024 ed entro il 31 dicembre 2024, di effettuare l'adeguamento ad alcune funzionalità indicate dalla delibera 99/2023/R/eel successivamente all'entrata in esercizio e nel corso della durata dell'*Interim Operational Notification*.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

In esito alla consultazione di cui al documento 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel, l'Autorità, con la delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel, ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, di cui all'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. In sintesi, il richiamato documento per la consultazione ha delineato un sistema i cui aspetti principali sono di seguito descritti:

- Terna approvvigiona capacità di stoccaggio elettrico tramite procedure concorsuali e stipula con gli assegnatari contratti standard tali da tenere conto delle caratteristiche tecniche di ciascuna tecnologia;
- Terna svolge aste separate per tecnologie che differiscono significativamente tra loro per uno o più parametri caratterizzanti;
- a fronte del premio definito in esito alle procedure concorsuali, la capacità di stoccaggio contrattualizzata viene resa disponibile agli operatori di mercato, per essere utilizzata sui mercati dell'energia, e a Terna, per essere utilizzata sul mercato per il servizio del dispacciamento;
- ai fini dell'utilizzo sui mercati dell'energia, Terna emette i prodotti di *time shifting*, costruiti sfruttando, su base zonale, il *pool* delle risorse contrattualizzate;
- i prodotti di *time shifting* sono venduti su una piattaforma gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) con aste competitive, e i proventi sono destinati alla riduzione dell'onere del meccanismo;
- a valle dell'esercizio dei prodotti di *time shifting* da parte degli operatori di mercato, Terna ripartisce i programmi definiti in esito ai mercati dell'energia su ciascuna risorsa di accumulo, attraverso un algoritmo dedicato;
- la capacità di stoccaggio contrattualizzata è resa disponibile sul mercato per il servizio di dispacciamento a prezzi amministrati ed è esclusa la possibilità che i margini siano trattenuti dall'utente del dispacciamento associato a ciascuna risorsa di accumulo contrattualizzata, che è il responsabile degli sbilanciamenti della risorsa medesima.

Per una più dettagliata descrizione delle disposizioni dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 e degli orientamenti espressi dall'Autorità con il documento per la consultazione 393/2022/R/eel, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale* sull'attività svolta nell'anno 2022.

La delibera 247/2023/R/eel ha confermato l'impostazione generale illustrata nel documento per la consultazione 393/2022/R/eel, apportando, tuttavia, alcuni cambiamenti, anche alla luce degli elementi emersi in sede consultiva. In particolare, con la delibera 247/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che:

- in presenza di tecnologie di riferimento che si differenziano in modo significativo, Terna possa godere di maggiore flessibilità nella definizione dei contratti standard rispetto all'orientamento espresso in sede di consultazione, per tenere conto dei possibili esiti dello studio sulle tecnologie di riferimento e dell'evoluzione tecnologica;
- ove le tecnologie di riferimento si differenzino in modo significativo almeno rispetto a entrambi i parametri temporali (vita utile e tempo di realizzazione), Terna definisca contratti standard distinti rispondenti alle specifiche caratteristiche tecniche di ciascuna delle menzionate tecnologie e riservi la partecipazione alle relative procedure alle tecnologie di riferimento associate a ciascun contratto standard;
- nelle procedure concorsuali per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico da parte di Terna, la valorizzazione delle offerte selezionate sia basata sul meccanismo dell'asta discriminatoria (c.d. *pay as bid*),

in modo tale da tenere in considerazione la potenziale disomogeneità dei progetti che saranno presentati dai partecipanti alle procedure concorsuali;

- Terna, in una prima fase di applicazione della misura, possa adottare un meccanismo di selezione delle offerte ad aree isolate, definendo i fabbisogni associati alle diverse aree con un processo di ottimizzazione che preveda il pieno utilizzo dei limiti di transito tra le stesse;
- per evitare distorsioni del segnale di prezzo sul mercato per il servizio di dispacciamento e agevolare una gestione efficiente della capacità contrattualizzata, limitando al contempo fenomeni di sovra-remunerazione della capacità medesima, gli utenti del dispacciamento titolari della capacità di stoccaggio contrattualizzata possano presentare liberamente offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento all'interno di un collare di prezzo, caratterizzato da un prezzo massimo a salire e un prezzo minimo a scendere definiti da Terna nell'ambito della disciplina, e trattenere una parte dei margini di contribuzione ottenuti sul medesimo mercato (includere le piattaforme europee di negoziazione di risorse di dispacciamento);
- Terna abbia la facoltà – in luogo dell'obbligo – di costituire un fondo di garanzia mutualistico nell'ambito del sistema di garanzie;
- secondo le proposte formulate da Terna, le penali siano definite almeno in funzione del premio massimo applicato alla specifica tecnologia di riferimento cui attiene l'inadempimento, invece che in base al premio annuo effettivamente ricevuto dalla capacità contrattualizzata, con l'obiettivo di contrastare condotte opportunistiche;
- Terna possa definire soglie di violazione degli obblighi contrattuali oltre le quali si configuri l'inadempimento definitivo e il cui superamento implichi la risoluzione contrattuale;
- in relazione ai contratti standard per la capacità contrattualizzata caratterizzata da vita utile superiore al periodo di consegna, Terna, nell'ambito della disciplina, possa stabilire che, con congruo anticipo rispetto alla scadenza del contratto, sia possibile proporre alla controparte contrattuale l'estensione del periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e la revisione del premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto, al fine di garantire al sistema, previo accordo fra le parti, di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata;
- l'eventuale partecipazione della capacità esistente di stoccaggio elettrico alla fornitura di prodotti di *time shifting* e la definizione dei criteri per lo sviluppo diretto da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico siano rinviati a valle di ulteriori approfondimenti;
- il corrispettivo a copertura dell'onere netto derivante dal sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico sia applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata, in coerenza con le attuali modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento;
- la regolazione sul Mercato della capacità sia integrata, al fine di garantire che il fabbisogno di adeguatezza da approvvigionare per il tramite del citato Mercato o la relativa offerta di capacità scontino il contributo fornito dalle risorse di stoccaggio contrattualizzate mediante il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, di cui all'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021.

Le disposizioni della delibera 247/2023/R/eel sono divenute efficaci nei confronti di Terna e del GME dalla data di pubblicazione della delibera medesima, ai fini dello svolgimento delle attività precedenti all'attuazione della misura, la quale, ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021, è stata subordinata all'approvazione della Commissione europea.

Con il decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103, sono state abrogate le norme dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 secondo cui, ove, a seguito dello svolgimento delle

procedure concorsuali per l'approvvigionamento di risorse di stoccaggio elettrico da parte di Terna, non fosse stato aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità di stoccaggio, Terna avrebbe sottoposto all'approvazione del Ministro un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, previo parere favorevole dell'Autorità.

Sulla base dei criteri definiti dall'Autorità, Terna ha elaborato lo studio sulle tecnologie di riferimento, ponendolo in consultazione nel mese di agosto 2023, mentre, nel mese di ottobre 2023, ha avviato la consultazione in relazione alla disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

Parallelamente alle attività nazionali per l'avvio del meccanismo, nel corso del 2023 si sono intensificate le interlocuzioni tra lo Stato italiano e la Commissione europea, con l'obiettivo di consentire a quest'ultima di completare il processo di verifica della compatibilità del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato. In particolare, dopo un articolato processo di pre-notifica, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel corso del mese di novembre 2023, ha notificato la misura alla Commissione europea e, lo scorso 21 dicembre, il meccanismo è stato dichiarato compatibile con il mercato interno, in considerazione anche del contributo che sarà in grado di assicurare al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, consentendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano.

Emergenza gas – Programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale

Nel 2023 è proseguito il programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico. Con l'atto di indirizzo 1° settembre 2022, adottato ai sensi dell'art. 5-*bis* del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, il Ministro aveva tra l'altro richiesto a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione, includendo anche gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, e all'Autorità di stabilire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti interessati e il relativo regime di remunerazione. Per gli impianti rilevanti, l'Autorità ha dato seguito al combinato disposto dell'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo 1° settembre 2022 con la delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel. Per maggiori dettagli sugli atti normativi su cui è stato fondato l'avvio del programma di massimizzazione, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale* sull'attività svolta nell'anno 2022.

In occasione della pubblicazione della prima versione dell'elenco degli impianti interessati, Terna ha indicato il giorno 19 settembre 2022 come data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione. Dopo l'adozione dell'atto di indirizzo 31 marzo 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, che ha fatto seguito all'atto di indirizzo 1° settembre 2022, Terna, in data 1° aprile 2023, ha reso pubblicamente noti i punti salienti dell'atto di indirizzo 31 marzo 2023, che ha previsto, tra l'altro, di continuare il programma sino al 30 settembre 2023.

Nel mese di aprile 2023, inoltre, l'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 è stato modificato in sede di conversione del decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, stabilendo la possibilità di includere nel programma di massimizzazione anche

gli impianti alimentati da biomasse solide. Nel corso del mese di maggio 2023, in sede di aggiornamento del programma di massimizzazione, Terna ha inserito nell'elenco degli impianti di produzione interessati anche gli impianti alimentati da biomasse solide.

Con le delibere 13 giugno 2023, 258/2023/R/eel, 20 giugno 2023, 273/2023/R/eel, 27 giugno 2023, 289/2023/R/eel, 28 giugno 2023, 300/2023/R/eel, e 18 luglio 2023, 318/2023/R/eel, l'Autorità si è espressa in merito alle istanze formulate da alcuni utenti del dispacciamento, ai sensi della delibera 430/2022/R/eel, per la modifica di parametri tecnico-economici per la determinazione del costo variabile riconosciuto relativo alle unità di produzione degli impianti Acerra, Biogen Chivasso, Brindisi Sud, Dister Cogenerazione, Fusina, Guarcino, Monfalcone, Powerflor, Sant'Andrea Energia Pulita, Sfir Raffineria di Brindisi, Termoelettrica Tecnoparco Valbasento, Torrevaldaliga Nord e Unigrà Conselice.

Con la delibera 3 agosto 2023, 374/2023/R/eel, l'Autorità ha:

- approvato, con efficacia limitata all'anno 2023, le proposte presentate da Terna in merito agli standard della categoria degli impianti alimentati da biomasse solide, ivi incluso quello relativo al potere calorifico inferiore;
- accolto le proposte sui parametri tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto che, in relazione a ciascuna delle unità di produzione degli impianti alimentati da biomasse solide, Terna aveva presentato ai sensi della delibera 430/2022/R/eel, ivi incluse quelle attinenti al potere calorifico inferiore delle biomasse solide;
- previsto che i valori dei suddetti parametri avessero efficacia:
 - ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la determinazione dei corrispettivi, per il periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato e, comunque, non oltre il giorno 31 dicembre 2023;
 - per il calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la formulazione delle offerte, dal terzo giorno – successivo alla data di pubblicazione della delibera 374/2023/R/eel – per il quale fosse ancora possibile presentare offerte sul mercato del giorno prima e sino al termine del periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato e, comunque, non oltre la fine dell'anno 2023.

Il programma di massimizzazione ex art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 si è concluso lo scorso 30 settembre.

Definizione della remunerazione degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione

L'art. 5-*bis*, comma 1, del DL n. 14/2022 ha previsto che, al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas naturale per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas naturale e alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, e che dette misure possano essere adottate mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica). In particolare, l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 ha previsto, tra l'altro, che il programma di massimizzazione possa comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo, esclusivamente durante il periodo

emergenziale, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, in deroga alle disposizioni previste dall'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, fermo restando quanto disposto in materia autorizzativa dal comma 3 del medesimo art. 5-*bis* del DL n. 14/2022.

Successivamente, la legge 21 aprile 2023, n. 41, ha modificato l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 prevedendo che, ai fini della massimizzazione della produzione, possano essere utilizzati anche impianti di produzione alimentati da biomasse solide, escludendo che essi (a differenza degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili) possano essere alimentati anche da combustibili convenzionali durante il periodo di massimizzazione della produzione.

Le disposizioni normative precedentemente descritte hanno, inoltre, assegnato all'Autorità il compito di definire i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia elettrica nel mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti di produzione nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel, ha, tra l'altro, avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti che saranno oggetto di applicazione durante il periodo di massimizzazione della produzione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli). Nel corso del procedimento, l'Autorità si è avvalsa di RSE al fine di approfondire la struttura e l'entità dei costi di produzione degli impianti di produzione interessati, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni rese disponibili dalle associazioni dei produttori.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la delibera 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (come integrata e modificata successivamente con la delibera 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel), e con la delibera 12 marzo 2024, 75/2024/R/eel, e sulla base degli studi effettuati da RSE, ha definito le "Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022", riportate nell'allegato A alla medesima delibera 209/2023/R/eel.

L'Autorità, con l'allegato A alla delibera 209/2023/R/eel e definendo la remunerazione degli impianti non rilevanti alimentati da bioliquidi e da biomasse, ha:

- definito i prezzi minimi garantiti a copertura dei costi medi di acquisto del combustibile e dei costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica. Essi non sono numeri predefiniti e statici, ma sono aggiornati periodicamente tenendo conto:
 - dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE;
 - dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;
- esplicitato i parametri che saranno oggetto di aggiornamento, per esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;

- definito le modalità per quantificare, per un intero periodo di massimizzazione della produzione, i ricavi minimi garantiti per i produttori (prodotto tra la produzione netta di energia elettrica e i prezzi minimi garantiti) e i ricavi convenzionali corrispondenti al valore dell'energia elettrica venduta o consumata in sito. Tale quantificazione è effettuata dal GSE;
- previsto che il GSE eroghi ai produttori che gestiscono impianti di produzione non rilevanti obbligati alla massimizzazione della produzione la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; tale erogazione avviene a conguaglio al termine di ciascun periodo di massimizzazione, fatta salva la possibilità per il GSE di prevedere forme di acconto;
- previsto gli obblighi informativi, in capo ai produttori e ai gestori di rete, affinché il GSE disponga di tutti i dati necessari allo scopo.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

La delibera 111/06 prevede che, con cadenza annuale, sia determinato il corrispettivo a reintegrazione dei costi in relazione a ciascun impianto essenziale ammesso al regime di reintegrazione. Il menzionato corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi allo stesso riconducibili, con riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto disposto dalla predetta delibera, l'utente del dispacciamento riceve da Terna il corrispettivo nel caso in cui assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna se negativo.

Nell'anno 2023, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione in relazione agli impianti:

- Rosen 132 kV (delibera 6 giugno 2023, 248/2023/R/eel) di Solvay Chimica Italia con riferimento al periodo di applicazione del regime di reintegrazione all'impianto nell'anno 2017 (15 maggio 2017-31 dicembre 2017);
- Fiumesanto (delibera 21 febbraio 2023, 57/2023/R/eel) di EP Produzione, Montemartini (delibera 21 febbraio 2023, 58/2023/R/eel) di Acea Energia e Biopower Sardegna (delibera 23 maggio 2023, 224/2023/R/eel) di Alperia Trading in relazione all'anno 2018;
- Centrale di Modugno (delibera 25 luglio 2023, 332/2023/R/eel) di Sorgenia per il periodo di applicazione del regime di reintegrazione all'impianto nell'anno 2019 (15 luglio 2019-31 dicembre 2019);
- San Filippo del Mela 220 kV (delibera 26 settembre 2023, 417/2023/R/eel) di A2A Energiefuture, Brindisi Sud (delibera 10 ottobre 2023, 446/2023/R/eel), Sulcis (delibera 17 ottobre 2023, 470/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 31 ottobre 2023, 495/2023/R/eel) e Assemini (delibera 7 novembre 2023, 504/2023/R/eel) di Enel Produzione, con riferimento all'intero anno 2019.

L'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna in merito agli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione alla disciplina sull'essenzialità. In particolare, per quanto riguarda la reintegrazione dell'impianto Brindisi Sud, in coerenza con le disposizioni della delibera 9 febbraio 2021, 43/2021/R/eel, è stato ricompreso nel margine di contribuzione l'importo corretto dei ricavi figurativi relativi all'*Emission Trading Settlement* ex commi 65.5 e 65.6 della delibera 111/06, in luogo del valore che Enel Produzione aveva calcolato utilizzando una metodologia diversa da quella prevista dalla disciplina sull'essenzialità.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di limitare l'esposizione finanziaria degli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione, derivante dalla differenza positiva tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi già percepiti, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2020, in relazione all'impianto Biopower Sardegna (delibera 28 marzo 2023, 128/2023/R/eel) di Alperia Trading;
- per l'anno 2021, rispetto agli impianti Montemartini (delibera 4 maggio 2023, 184/2023/R/eel) di Acea Energia, Biopower Sardegna (delibera 4 aprile 2023, 141/2023/R/eel) di Alperia Trading e Centrale elettrica di Capri (delibera 7 febbraio 2023, 43/2023/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2022, relativamente agli impianti Biopower Sardegna (delibera 11 aprile 2023, 157/2023/R/eel) di Alperia Trading, Assemini (delibere 11 aprile 2023, 158/2023/R/eel, e 28 novembre 2023, 551/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 21 novembre 2023, 531/2023/R/eel) e Portoferraio (delibera 28 novembre 2023, 552/2023/R/eel) di Enel Produzione e Centrale elettrica di Capri (delibera 21 febbraio 2023, 59/2023/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2023, con riferimento agli impianti Sarlux (delibera 5 dicembre 2023, 570/2023/R/eel) di Axpo Italia, Assemini (delibera 5 dicembre 2023, 569/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 28 novembre 2023, 554/2023/R/eel) e Sulcis (delibera 28 novembre 2023, 548/2023/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 12 dicembre 2023, 586/2023/R/eel) di EP Produzione.

Inoltre, nei casi in cui i ricavi riconducibili a un dato impianto sono risultati superiori ai costi di produzione allo stesso riconosciuti, per consentire a Terna di acquisire risorse utili a compensare, almeno parzialmente, le partite di segno negativo connesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali, l'Autorità ha disposto il versamento di acconti del corrispettivo dall'utente del dispacciamento a Terna:

- per gli anni 2018 e 2019, in relazione all'impianto Biopower Sardegna di Alperia Trading, rispettivamente con le delibere 14 marzo 2023, 97/2023/R/eel, e 21 marzo 2023, 112/2023/R/eel;
- per l'anno 2022, rispetto agli impianti Sarlux (delibera 28 novembre 2023, 553/2023/R/eel) di Axpo Italia, Sulcis (delibera 21 novembre 2023, 530/2023/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 5 dicembre 2023, 571/2023/R/eel) di EP Produzione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 23 maggio 2023, 222/2023/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da SIPPIC per l'impianto essenziale Centrale elettrica di Capri con riferimento all'anno 2023, anche in considerazione dell'impegno dell'operatore a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore al minore tra il valore indicato nell'istanza di ammissione e l'importo complessivo dei costi fissi definiti secondo i criteri della delibera 111/06.

L'Autorità ha altresì ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06, per l'anno 2024, gli impianti essenziali San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture (delibera 7 novembre 2023, 502/2023/R/eel), Assemini e Sulcis di Enel Produzione (delibera 28 dicembre 2023, 624/2023/R/eel) e Sarlux di Axpo Italia (delibera 28 dicembre 2023, 628/2023/R/eel).

Per quanto attiene all'impianto San Filippo del Mela 220 kV, su istanza dell'utente del dispacciamento interessato, in sede di ammissione al regime di reintegrazione è stato disposto che, ai fini della quantificazione dei costi fissi di capitale, venga applicato un ammortamento accelerato a ciascun cespite che, contestualmente, sia rilevante per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e sia incluso nel novero degli interventi necessari per il prolungamento della vita utile dell'impianto e per il miglioramento della relativa disponibilità.

Inoltre, con la delibera 28 dicembre 2023, 629/2023/R/eel, l'Autorità, ritenendo necessario acquisire ulteriori documenti e informazioni, ha rinviato a successivo provvedimento le proprie determinazioni sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto Biopower Sardegna, formulata da Alperia Trading per l'anno 2024.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Per ciascuna unità di produzione degli impianti di produzione soggetti al regime ordinario, Terna riconosce al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile dell'unità e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. Nel caso degli impianti soggetti al regime di reintegrazione, invece, il corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti. Quest'ultimo corrispettivo, se positivo, viene erogato da Terna all'utente interessato, mentre è pagato a Terna se negativo.

In relazione all'impianto Biopower Sardegna, l'Autorità, con la delibera 4 maggio 2023, 185/2023/R/eel, ha approvato, limitatamente all'anno 2021, un'istanza di Alperia Trading per la modifica del consumo specifico del combustibile utilizzato nell'impianto. Con la medesima delibera l'Autorità ha invece rigettato la richiesta del citato utente volta a tenere conto, a partire dall'anno 2018, dell'utilizzo nel processo produttivo di un combustibile aggiuntivo nel calcolo del costo variabile riconosciuto dell'unità di produzione dell'impianto.

I parametri del costo variabile riconosciuto dell'unità di produzione appena menzionata sono stati altresì oggetto delle delibere 13 giugno 2023, 257/2023/R/eel, e 20 giugno 2023, 271/2023/R/eel, con le quali l'Autorità si è espressa, tra l'altro, in merito a ulteriori richieste formulate da Alperia Trading per gli anni 2022 e 2023.

Per quanto concerne le unità di produzione dell'impianto San Filippo del Mela, l'Autorità, con la delibera 23 maggio 2023, 223/2023/R/eel, ha accolto le istanze di A2A Energiefuture in relazione:

- al consumo specifico del combustibile oggetto della delibera 18 ottobre 2021, 434/2021/R/eel, per il periodo dal 18 agosto 2021 al 31 dicembre 2022;
- ai parametri tecnici tipici dell'impianto, per l'anno 2022, così da tenere conto delle sue peculiarità.

Con la delibera 257/2023/R/eel, in relazione all'impianto Fiumesanto, l'Autorità ha:

- approvato le richieste avanzate da EP Produzione per l'anno 2023, in merito alla valorizzazione della logistica nazionale del principale combustibile dell'impianto, alla determinazione del costo connesso con uno dei suoi combustibili secondari e alle componenti a copertura degli oneri per la manutenzione variabile e l'acquisto di energia elettrica;
- rigettato le istanze su altri parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione dell'impianto, per gli anni 2022 e 2023.

In seguito alla riformulazione delle istanze da parte di EP Produzione, l'Autorità, con la delibera 19 settembre 2023, 404/2023/R/eel, ha, tra l'altro, accolto le richieste dell'utente sui criteri di valorizzazione del principale combustibile dell'impianto e sulla componente smaltimento, per parte dell'anno 2022 e per l'intero anno 2023.

L'Autorità ha assunto determinazioni anche in relazione a componenti del costo variabile riconosciuto, per l'anno 2023, delle unità di produzione degli impianti essenziali Montemartini di Acea Energia (delibera 271/2023/R/eel), Sarlux di Axpo Italia (delibera 3 agosto 2023, 373/2023/R/eel) e Sulcis di Enel Produzione (delibera 28 giugno 2023, 299/2023/R/eel).

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2024, relativamente al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato definito con le delibere 24 ottobre 2023, 481/2023/R/eel, e 5 dicembre 2023, 568/2023/R/eel.

Nello specifico, con la delibera 481/2023/R/eel:

- sono state approvate le proposte di Terna in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, ivi inclusi gli standard relativi alle categorie cui sono riconducibili le unità di produzione degli impianti alimentati a oli vegetali grezzi e a biomasse solide;
- è stata disposta l'approvazione delle percentuali standard proposte da Terna per la valorizzazione degli sbilanciamenti ai fini della determinazione del costo variabile riconosciuto;
- è stato fissato il tasso di remunerazione del capitale rilevante per l'applicazione del regime di reintegrazione nell'anno 2024, secondo la metodologia di cui al comma 65.18 della delibera 111/06;
- è stato indicato il prodotto di riferimento per la valorizzazione degli oli vegetali grezzi e degli altri bioliquidi.

Successivamente, con la delibera 568/2023/R/eel, l'Autorità ha:

- accolto le proposte presentate da Terna, sugli standard per la valorizzazione di alcune componenti del costo variabile riconosciuto e sui parametri tecnici tipici di ciascuna delle unità di produzione degli impianti riportati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2024 (San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energifuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari e Sarlux di Axpo Italia, Assemini, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione, Rosen 132 kV di Solvay Chimica Italia, Fumesanto di EP Produzione e Iges di Ital Green Energy);
- apportato alcuni cambiamenti alla disciplina dei regimi tipici, modificando, tra l'altro, il termine per l'attivazione del silenzio-assenso dell'Autorità in caso di richiesta di ammissione di un impianto essenziale al regime di reintegrazione, in modo tale da consentire all'Autorità stessa, qualora lo ritenga, di adottare il proprio provvedimento espresso sino al giorno precedente all'inizio del periodo cui si riferisce la richiesta.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-bis della delibera 111/06, è caratterizzato da una configurazione semplificata di diritti e obblighi per l'utente del dispacciamento rispetto agli altri regimi di essenzialità di cui alla medesima delibera, e dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale.

Sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha definito i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2024 nella disponibilità di A2A Energiefuture, CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia (delibera 481/2023/R/eel).

Successivamente, con la delibera 28 novembre 2023, 550/2023/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera 481/2023/R/eel, con riferimento alla capacità essenziale di Enel Produzione, in considerazione della scelta del citato utente del dispacciamento di aderire al regime alternativo per quantità parziali.

Infine, date le adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità ha approvato gli schemi contrattuali per l'anno 2024 con la delibera 19 dicembre 2023, 603/2023/R/eel.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio dei mercati elettrici.

Il TIMM, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME) e il TSO (Terna) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente nonché il preventivo dei costi attesi per l'anno successivo.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 4 maggio 2023, 182/2023/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 21 novembre 2023, 529/2022/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2024.

Con la delibera 19 dicembre 2023, 606/2023/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento sia i costi a preventivo in relazione all'attività prevista per l'anno 2024.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQE), con la delibera 24 ottobre 2023, 485/2023/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2022, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 10,2 milioni di euro di premi, così ripartiti:

- premi netti pari a 7,4 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (ossia con durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,4 milioni di euro di premi e 8,0 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 2,8 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (ossia con durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 31,8 milioni di euro di premi e 29,0 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2022, l'Autorità ha pubblicato l'undicesima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo di un Indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla decima graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media di interruzioni, per quanto riguarda le interruzioni senza preavviso lunghe, e il numero medio delle interruzioni, per quanto riguarda le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

Con la delibera 28 febbraio 2023, 71/2023/R/eel, sono state assegnate penalità a e-distribuzione, pari a 8,6 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2021.

Con la medesima delibera è stata parzialmente accolta l'istanza di e-distribuzione in relazione al calcolo dell'indicatore di durata delle interruzioni con preavviso, per i 35 ambiti territoriali ammessi al meccanismo incentivante sperimentale, adottando – per gli anni 2022 e 2023 – modalità di scorporo forfetario della durata di interruzione con preavviso per gli interventi associati alle cause "sviluppo rete di distribuzione" e "gestione richieste dell'utenza" che eccedono il livello di riferimento dei medesimi interventi dell'anno 2019.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 485/2023/R/eel, sono state assegnate penalità a e-distribuzione pari a 6,1 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2022.

Incentivo al rifacimento delle colonne montanti

Come disposto dalla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, in ordine al previsto censimento delle colonne montanti vetuste effettuato tramite ispezioni in loco, con la delibera 27 giugno 2023, 283/2023/R/eel, l'Autorità ha determinato l'importo da riconoscere alle imprese distributrici che hanno effettuato ispezioni in loco presso condomini con colonne montanti vetuste. Gli importi sono stati riconosciuti a 13 imprese distributrici per un ammontare complessivo di circa 1 milione di euro.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQE, con la delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel, sono stati determinati gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti ed alla caduta piante per eccessivo carico nevoso).

La seguente tavola riporta il quadro di sintesi, per fattore critico di rischio, in relazione agli interventi ammessi al meccanismo incentivante con la suddetta delibera.

TAV. 3.1 *Interventi ammessi al meccanismo incentivante ai sensi della delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel*

FATTORE CRITICO DI RISCHIO	N. INTERVENTI	COSTO ATTESO INTERVENTI (M€)
Allagamento	1	0,1
Caduta piante	107	28,0
Manicotto ghiaccio o neve	73	21,4
Ondata di calore	72	10,5
TOTALE	253	59,9

Fonte: ARERA.

In attuazione del TIQE, inoltre, con la delibera 26 settembre 2023, 422/2023/R/eel, sono stati determinati i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 13,6 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2022 e precedentemente approvati dall'Autorità.

Con la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, in materia di ammissione degli interventi per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, è stato previsto che:

- le scadenze del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la pubblicazione delle sezioni resilienza e per l'invio all'Autorità delle informazioni relative a nuovi interventi per l'incremento della resilienza siano sostituite da un'unica scadenza al 31 gennaio 2024 (successivamente aggiornata al 28 febbraio 2024), fermi restando i termini del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi al meccanismo incentivante;
- le scadenze del 30 novembre 2023 e del 30 novembre 2024 per la pubblicazione da parte dell'Autorità dell'elenco degli interventi di incremento della resilienza siano sostituite da un'unica scadenza cinque mesi dopo l'invio delle informazioni.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 614/2023/R/eel, sono state aggiornate le disposizioni in materia di regolazione incentivante l'incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, per il periodo 2019-2024, previste dal TIQE, ed in particolare:

- è stato previsto che entro il 28 febbraio 2024 le imprese distributrici possano presentare istanza di esclusione di interventi in precedenza ammessi al meccanismo incentivante l'incremento della resilienza, nel caso gli interventi abbiano registrato al 31 dicembre 2022 un avanzamento di costi di investimento inferiore al 10% del

costo di investimento previsto e siano caratterizzati da un rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati inferiore a 1,5, fornendo le relative evidenze;

- è stato definito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQ.TRA), con la delibera 28 novembre 2023, 555/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 22,3 milioni di euro in relazione alla performance di continuità registrata nell'anno 2022. Il premio è stato determinato per effetto di un indicatore ENSR pari a 234 MWh, a fronte di un livello obiettivo per l'anno 2022 di 791 MWh.

Altre disposizioni di regolazione *output-based* e promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 20 giugno 2023, 269/2023/R/eel, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del TIQ.TRA riguardanti l'incentivazione di alcune attività propedeutiche alla regolazione *output-based*. In particolare, sono stati determinati premi per 2,9 milioni di euro per attività riguardanti l'elaborazione di documenti di descrizione degli scenari ai fini della predisposizione del Piano di sviluppo di trasmissione, la predisposizione di rapporti annuali sulla qualità e sugli altri *output* del servizio di trasmissione, la predisposizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto con il TIQ.TRA un meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale: gli effetti di tale meccanismo incentivante, introdotto a seguito di disposizioni di legge volte a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN), prima nel DPCM 11 maggio 2004 e poi nel decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2023, il meccanismo introdotto ha portato all'acquisizione di 5 porzioni RTN delle 6 potenzialmente oggetto di premialità (4 titolari RTN e 2 *merchant line* senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione). La seguente tavola riporta il quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi.

TAV. 3.2 Acquisizione di porzioni della rete di trasmissione nazionale nel periodo 2020-2023 e relativi premi

MERCHANT LINE/TITOLARE RTN	DATA ACQUISIZIONE	PREMIO (IN %)	PREMIO (IN EURO)
Arvedi Trasmissione	31 maggio 2021	6%	570.613
Tirano (IT) – Campocologno (CH)	25 giugno 2021	6%	993.421
Megareti	28 dicembre 2021	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28 ottobre 2022	6%	563.991
Edyna Transmission	29 dicembre 2022	2%	256.840
TOTALE			3.238.043

Fonte: ARERA.

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna: si tratta di Brulli Trasmissione (ex Brulli Service), che ha acquisito a marzo 2022 la quota di maggioranza (67%) di A2A nella società SEASM (ex titolare RTN). Brulli Trasmissione è proprietaria della stazione elettrica di Voghera 380 kV (singola sbarra, con 3 stalli), entrata in esercizio nel 2004 a valle di una procedura di confronto concorrenziale.

Con la delibera 21 marzo 2023, 109/2023/R/eel, è stato determinato il premio di 256.840 euro in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Edyna Transmission.

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

Il TIQ.TRA prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel, per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine. Inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

Nel 2023 l'Autorità ha determinato le partite economiche per Terna per aver reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete durante il 2022:

- nazioni a Nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria) – Italia: 277 MW;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW.

Nel dettaglio, gli interventi realizzati da Terna nel corso del 2022 che hanno consentito incrementi di capacità oggetto di richiesta di premialità, sono:

- gli interventi "*capital light*" che hanno interessato la frontiera Nord permettendo il conseguimento di un incremento dei limiti di transito pari a 277 MW (complessivo) sulle sezioni di mercato con Francia, Svizzera e Austria, oggetto di premialità, e di 23 MW sulla sezione di mercato con la Slovenia, per cui non si applica premialità;
- gli interventi "*capital light*" che hanno interessato la sezione Sud – Centro-Sud consentendo l'incremento dei limiti di transito di 100 MW da Sud a Centro-Sud;
- l'elettrodotto 380 kV Deliceto-Bisaccia che ha consentito di rendere strutturali e permanenti i 150 MW dalla zona Sud alla zona Centro-Sud dei 400 MW già rilasciati dal 1° gennaio 2021 con gli interventi "*capital light*" realizzati nel 2020.

Gli incrementi di capacità sono stati resi disponibili grazie a una serie di interventi a bassa intensità di capitale (c.d. "*capital light*"), basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio:

- potenziamento del Sistema di difesa, ottenuto attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di telescatto, l'installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio (UPDM) e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* (DTR) su rete 380/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando al contempo la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;

- risoluzione mirata dei limiti di portata per quegli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

Con la delibera 17 ottobre 2023, 473/2023/R/eel, sono stati determinati:

- il premio pari a 23,7 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto aggiuntiva nel 2022;
- il premio pari a 12,8 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento.

Con la delibera 473/2023/R/eel è stato inoltre determinato il premio a Terna pari a 4,0 milioni di euro in relazione all'efficienza dei costi di investimento e con riferimento al meccanismo incentivante per il periodo 2016-2019 (in base al quale, con riferimento alle opere O-NPR1 e I-NPR1, è riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, nel caso in cui il costo consuntivato a valle dell'entrata in esercizio sia inferiore al costo stimato).

Aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica a valere dal 1° gennaio 2024

Con il documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 474/2023/R/eel (che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera dell'Autorità 18 aprile 2023, 166/2023/R/eel), l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi ai criteri di regolazione *output-based* e agli obblighi di qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, e in particolare:

- all'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici;
- all'incentivazione della capacità di trasporto interzonale;
- all'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento;
- all'incentivazione della qualità (continuità) del servizio.

Per quanto riguarda l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, l'Autorità ha indicato l'orientamento a confermare, nella sostanza, il meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi in conto capitale da parte del gestore del sistema di trasmissione per il 2020-2023, definendone nuove modalità applicative in un'ottica di semplificazione amministrativa, con l'erogazione dell'incentivo da parte di Cassa per i servizi energetici e ambientali a valere su un apposito fondo, a partire dai contributi percepiti nel 2024 e l'intenzione che dal 2024 i risultati dell'analisi costi-benefici vengano utilizzati per la definizione di livelli di premialità in misura pari al 5-13% del contributo.

Per quanto riguarda l'incentivazione della capacità di trasporto interzonale, è stata prevista l'estensione del meccanismo e, per un anno, dei parametri vigenti per determinare premi in relazione alla messa a disposizione di nuova capacità di trasporto tra le zone di rete.

Per quanto riguarda l'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento, per il 2024 è stata prevista l'estensione del meccanismo vigente, ovvero la maggiorazione dei premi per la nuova capacità di trasporto in caso tale capacità sia realizzata con costi di investimento inferiori ai valori di riferimento definiti dall'Autorità. Per il 2025 è stata prospettata l'evoluzione di tale meccanismo con logica premi-penalità (asimmetrica, in cui il tetto alle penalità in caso di eccesso di spese di investimento è inferiore in valore assoluto rispetto al tetto ai premi in caso di risparmio). Dal 2026 è stata prevista l'attivazione del meccanismo di incentivazione dei costi di investimento,

già definito dal Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS), e l'eliminazione del meccanismo precedente.

Infine, riguardo l'incentivazione della qualità del servizio, l'Autorità ha indicato l'estensione per un anno o per due anni del meccanismo vigente che premia (o penalizza) una migliore (o peggiore) continuità rispetto ai livelli obiettivo annuali, con aggiornamento dei relativi coefficienti di valorizzazione, in linea con il *Value of Lost Load* senza preavviso individuato dal recente studio effettuato da Terna su mandato dell'Autorità, disposto con la delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, l'Autorità ha introdotto alcune disposizioni transitorie, in vista della regolazione *output-based* da adottarsi a inizio 2024, in particolare riguardo:

- agli obblighi di registrazione delle interruzioni;
- agli obblighi in materia di registrazione ai fini della successiva liquidazione dei servizi di mitigazione;
- agli obblighi per Terna relativi alla regolazione della qualità della distribuzione dell'energia elettrica, eccetto le disposizioni in materia di versamento al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali;
- agli obblighi di registrazione delle indisponibilità.

Regolazioni *output-based* e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, a valere dal 1° gennaio 2024

Con la delibera 18 aprile 2023, 165/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, identificando nelle premesse di tale delibera gli obiettivi, gli orientamenti e le esigenze del procedimento, in sinergia con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio definita con delibera 163/2023/R/eel.

Con il documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

In esito al suddetto procedimento è stato adottato il provvedimento finale con la delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, contenente il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027 (TIQD), allegato A, e il Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica valido dal 1° gennaio 2024 (TIQC), allegato B.

In relazione alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, sono introdotte nuove disposizioni fra cui:

- le migliorie finalizzate agli obblighi delle imprese distributrici in materia di pronto intervento, di monitoraggio dello stato della rete elettrica attraverso una pagina web dedicata, di disponibilità di funzioni in materia di continuità del servizio, inclusa in particolare l'opzione di attivare meccanismi di *alert* sulle interruzioni, dedicate individualmente a utenti registrati, di gestione delle emergenze, incluso l'obbligo di verifica periodica ed eventuale aggiornamento del piano di emergenza;

- il nuovo meccanismo di regolazione incentivante la continuità del servizio per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso che prevede la partecipazione alle sole imprese distributrici con più di 25.000 punti di prelievo, la definizione di obiettivi personalizzati e basati sulla *performance* storica di ciascun ambito territoriale, la suddivisione in due semiperiodi 2024-2025 (sulla base della *performance* storica 2020-2023) e 2026-2027 (sulla base della *performance* storica 2022-2025), l'aggiornamento dei parametri per la valorizzazione dei premi e delle penalità tramite l'utilizzo della metrica di utenti serviti in BT (anziché calcolare premi e penalità tramite l'energia distribuita, a vantaggio delle zone meno industrializzate con minore energia per utente);
- l'introduzione di premialità aggiuntive riferite agli ambiti meglio serviti in termini di continuità del servizio e la sospensione della penalità in caso di primo anno di occorrenza (di penalità) nell'arco del periodo di regolazione, con un superamento limitato del livello obiettivo;
- il trattamento degli ambiti in esperimenti regolatori per la continuità 2020-2023, mantenendo uno stimolo a proseguire l'esperimento regolatorio medesimo, confermando la validità su larga scala delle soluzioni tecnologiche adottate, con eventuali modifiche, per la futura regolazione;
- la definizione di uno standard omogeneo pari a 8 ore per la regolazione delle interruzioni prolungate per ogni grado di concentrazione e ogni tipologia di utenza, a partire dal 2024;
- l'incremento del 15% (rispetto ai valori previgenti) dei rimborsi automatici agli utenti che subiscono interruzioni prolungate;
- l'evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, fissando la premialità pari al 10% dei contributi pubblici incassati e prevedendone il riconoscimento dalla CSEA anche al fine di rendere più tempestivo l'effetto premiante;
- l'introduzione di un meccanismo incentivante la realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree critiche, che indirizzi le imprese distributrici a dare priorità a investimenti di compensazione in tal senso: il meccanismo prevede la restituzione di quanto versato dall'impresa distributtrice in termini di corrispettivi tariffari per le immissioni di energia reattiva nei 24 mesi precedenti l'entrata in servizio del dispositivo (per esempio, reattore) ed in relazione al gruppo di nodi (di area omogenea) la cui immissione viene compensata dal dispositivo stesso.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione, applicabile alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, per benefici associati agli interventi di sviluppo: tale meccanismo riguarda, in prima applicazione, interventi con data di inizio realizzazione a partire dal 1° gennaio 2024 (su istanza dell'impresa distributtrice, con limiti all'ammontare di investimenti ammissibili, anche al fine di meglio specificare i requisiti minimi per la granularità e la composizione degli interventi di sviluppo) e sarà aggiornato con successivo provvedimento dell'Autorità, a valle delle attività di prima applicazione e della proposta congiunta delle imprese distributrici di un documento comune che descriva l'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti e di una struttura armonizzata delle tabelle di accompagnamento del Piano di sviluppo che descrivano i singoli interventi, le categorie di beneficio che concorrono alla premialità, eventualmente aggiornando l'elenco che è definito per la fase di prima applicazione.

Per quanto riguarda invece la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, gli indennizzi automatici sono stati incrementati del 15% rispetto alle disposizioni previgenti.

Sono stati inoltre trasferiti nel TIQC, definendone i corrispettivi, le seguenti prestazioni:

- effettuazione della verifica della tensione di fornitura su richiesta dell'utente, il cui corrispettivo è nullo in caso di accertamento di valori della tensione di fornitura non compresi nei limiti di variazione previsti dal titolo 6 del

TIQD (253 V e 207 V come limiti rispettivamente massimo e minimo per le reti di distribuzione esercite a 230 V nominali, 440 V e 360 V come limiti rispettivamente massimo e minimo per le reti di distribuzione esercite a 400 V nominali), mentre è pari a 150,00 euro in caso di accertamento di valori della tensione compresi nei suddetti limiti;

- effettuazione della verifica del gruppo di misura su richiesta dell'utente, il cui corrispettivo è nullo in caso di accertamento di errori superiori ai limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente o del non corretto funzionamento dell'orologio/calendario, mentre è pari a 50,00 euro in caso di corretto funzionamento del gruppo di misura.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per i servizi di trasmissione elettrica

Con la delibera 18 aprile 2023, 166/2023/R/eel, è stato avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, anche tenuto conto della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS, di cui alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com).

Con il documento di consultazione 17 ottobre 2023, 474/2023/R/eel, l'Autorità – anche tenendo conto degli esiti della consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/com, in materia di criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – ha pubblicato i propri orientamenti in merito a:

- i) criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasmissione e dispacciamento;
- ii) regolazione *output-based*;
- iii) obblighi di qualità del servizio; e
- iv) criteri di determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di trasmissione e dispacciamento.

In esito alla consultazione, con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, sono stati adottati i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RTTE 6PRTE). In particolare:

- sono stati definiti i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, inclusi i criteri di raccordo con la metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi;
- in relazione ai criteri di incentivazione tariffaria è stata prevista l'estensione del meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e gestore del sistema di trasmissione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture, anche per servizi offerti dal gestore ad altri operatori di rete del settore elettrico, con restituzione della quota di ricavo al sistema a valere sul livello di ricavo da recuperare attraverso le tariffe di trasmissione;
- in relazione al servizio di dispacciamento sono stati confermati i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento secondo i medesimi criteri previsti per il servizio di trasmissione (fatte salve le specificità relative alla durata convenzionale dei cespiti e ai criteri di rivalutazione del cespite Concessione) e il meccanismo di mitigazione del rischio volume sull'applicazione della componente tariffaria a copertura dei costi di dispacciamento (DIS);

- è stata definita l'articolazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasmissione, confermando la struttura binomia della tariffa di trasmissione corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione (CTRP e CTRE), e la struttura – binomia per i soli clienti in AT-AAT – della tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione a copertura dei costi per il servizio di trasmissione (TRASE e TRASP); è stato inoltre attribuito alle componenti tariffarie in energia una quota di ricavo pari al 7%;
- è stato inoltre previsto il superamento dei corrispettivi unitari di capacità *pro forma* necessari a individuare i costi di esclusiva competenza del gestore del sistema di trasmissione e l'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di trasmissione in relazione ai prelievi di energia elettrica funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- sono stati introdotti obblighi informativi relativi a investimenti programmati e attestazione dei ricavi.

Infine, con la delibera 28 dicembre 2023, 632/2023/R/eel, sono stati determinati i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe di trasmissione per l'anno 2024, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura

Relativamente alla regolazione dell'energia reattiva, al fine di semplificare la struttura della tariffa, con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha definito, in luogo dei corrispettivi a scaglioni, un corrispettivo unitario unico da applicarsi agli eccessivi prelievi di energia reattiva per ciascun livello di tensione (reti MT e reti BT), quantificato come media dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva (espressi in euro/kvarh) precedentemente applicabili a ciascuno scaglione, le cui modalità di calcolo sono disponibili nel capitolo 3 del documento per la consultazione 76/2012/R/eel. Le soglie per l'applicazione dei corrispettivi non si applicano qualora l'impresa distributrice, su indicazione del gestore del sistema di trasmissione, abbia richiesto e concordato con l'utente soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva motivata da necessità locali della rete a cui l'utente è connesso. L'Autorità, inoltre, ha confermato anche per il sesto periodo di regolazione che la "quota parte infrastrutture" dei corrispettivi di energia reattiva versati dai clienti finali concorra alla determinazione dei ricavi effettivi delle imprese distributrici al momento della perequazione, mentre la "quota parte perdite" venga trattenuta direttamente dalle imprese distributrici così come i corrispettivi versati dalle imprese distributrici sottese. L'Autorità ha infine eliminato la fissazione convenzionale delle due quote parti prevista nel quinto periodo di regolazione prevedendone invece una determinazione annuale.

Con riferimento alle disposizioni del *Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC), a partire dal sesto periodo di regolazione, non è più prevista l'applicazione degli oneri amministrativi nei casi di voltura, subentro, aumenti di potenza, disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o nel caso di utenze stagionali. L'Autorità ha inoltre precisato che, a partire dall'anno 2024, nessuna operazione prevista dal TIC debba essere soggetta all'applicazione di corrispettivi per la copertura di oneri amministrativi.

Con la delibera 28 dicembre 2023, 630/2023/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2024, le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

A titolo informativo, la tavola seguente riporta per tipologie contrattuali l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2023, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	TOT
Totale domestici	492	24,3%	2.098	46,7%	526	76,1%	55	33,9%	3.172	43,1%	19,4%	63,3%	17,3%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,7%	50	1,1%	3	0,5%	4	2,4%	92	1,2%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	554	27,4%	1.569	34,9%	139	20,1%	62	38,2%	2.324	31,6%	7,3%	64,4%	28,3%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	721	35,7%	748	16,7%	22	3,2%	35	21,3%	1.526	20,7%	4,1%	43,7%	52,2%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferroviaria)	218	10,8%	24	0,5%	1	0,1%	7	4,2%	250	3,4%	7,9%	76,8%	15,4%	100,0%
Totale non domestici	1.529	75,7%	2.391	53,3%	165	23,9%	107	66,1%	4.192	56,9%	6,0%	56,2%	37,8%	100,0%
TOTALE	2.021	100,0%	4.489	100,0%	691	100,0%	162	100,0%	7.364	100,0%	11,8%	59,2%	29,0%	100,0%

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

A decorrere dal 1° aprile 2023, l'Autorità ha introdotto nuovi corrispettivi e nuove soglie di fattore di potenza per i punti di prelievo e i punti di interconnessione tra reti in altissima e in alta tensione, prevedendo un corrispettivo maggiorato per le cosiddette "aree omogenee" per tenere conto del maggiore impatto dello scambio di energia reattiva sulle tensioni e sui costi in tali aree.

Con la delibera 28 marzo 2023, 124/2023/R/eel, l'Autorità ha adottato l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante appartenenti ad "aree omogenee" ai fini della regolazione tariffaria dell'energia e in particolare dell'applicazione dei corrispettivi maggiorati per immissioni di energia reattiva.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, relativa alla regolazione tariffaria per il quinto periodo di regolazione 2024-2027 per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha sostanzialmente confermato la regolazione dell'energia reattiva sulle reti in alta e in altissima tensione introdotta a valere dal 1° aprile 2023.

In merito all'applicazione dei corrispettivi per prelievi e immissioni di energia reattiva in determinati punti di connessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di RFI e Areti, caratterizzati da specifiche configurazioni locali di rete, e delle relative modalità di misura degli scambi di energia attiva e reattiva, con la delibera 12 dicembre 2023, 591/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto, fino al 31 dicembre 2023, di utilizzare per RFI la vigente modalità di misurazione cosiddetta "ad anello" e per Areti l'utilizzo dei sistemi di misura posti sul lato MT delle cabine primarie, prevedendo l'eventuale applicazione anche dal 1° gennaio 2024 in via transitoria e per un periodo limitato di tempo.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha introdotto la possibilità che anche nei punti di interconnessione i corrispettivi per energia reattiva non trovino applicazione qualora Terna abbia richiesto, e l'Autorità abbia approvato, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva. Entrambe le disposizioni sono state poi confermate a valere dal 1° gennaio 2024 con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata ai sensi della legge n. 481/1995 in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi, CIP) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 10/1991, nel corso degli anni, CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi, e, sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2023, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 14 novembre 2023, 521/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 14 novembre 2023, 522/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera del 14 novembre 2023, 523/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 14 novembre 2023, 524/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 21 novembre 2023, 534/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- delibera 21 novembre 2023, 536/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;

- delibera 21 novembre 2023, 538/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 21 novembre 2023, 535/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- delibera 21 novembre 2023, 537/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità – I.C.EL.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2022-2023, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Le modalità di remunerazione del patrimonio netto per la determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle IEM sono state determinate con la delibera 26 luglio 2000, 132/00, con cui l'Autorità ha individuato una metodologia coerente con quella utilizzata per le determinazioni tariffarie di carattere generale, in particolare legando i parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto delle IEM ai medesimi parametri fissati dall'Autorità per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica. Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha provveduto quindi ad aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto sulla base delle delibere che, per i differenti periodi regolatori, hanno definito i parametri per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la delibera 5 dicembre 2023, 574/2023/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2022-2023, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento dispone che CSEA tenga conto, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, di una remunerazione del patrimonio netto relativamente agli anni compresi nel periodo 2022-2023, calcolata secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 614/2021/R/com e con il relativo Allegato A (TIWACC), con cui sono stati approvati, per il predetto biennio, i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali

Con la delibera 3 agosto 2023, 380/2023/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2022 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2023, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

Tale legge, all'art. 1 comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato "Cassa per i servizi energetici e ambientali" (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in

ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché la verifica del rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso; tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2023, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso, agli Uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del Budget economico 2023, su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2023 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera 380/2023/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2022 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel Budget economico 2023 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione, definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2023.

Semplificazioni procedurali per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2023 l'Autorità ha avviato un percorso di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche al fine di tenere conto delle nuove esigenze evolutive del sistema elettrico:

- elevato incremento delle richieste di connessione, per lo più da piccoli impianti di produzione in autoconsumo;
- impianti di produzione di taglia molto elevata, anche in mare aperto (eolico *off-shore*);
- sistemi di accumulo;
- infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stazionamento nei porti.

Il percorso di riforma della disciplina delle connessioni con le reti elettriche si articolerà in diversi interventi regolatori finalizzati, da un lato, ad aggiornare il Testo integrato connessioni attive (TICA), nell'ottica di semplificare le modalità tecniche, economiche e procedurali per la connessione degli impianti di produzione e, dall'altro, ad addivenire ad un Testo integrato delle connessioni con le reti elettriche (TICR-E) che unifichi, armonizzandole, le procedure e le modalità di accesso alle reti elettriche sia in relazione agli impianti di produzione di energia

elettrica sia in relazione alle utenze in prelievo, ivi incluse le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stazionamento nei porti.

Nell'ambito del percorso di riforma della disciplina delle connessioni con le reti elettriche, l'Autorità ha approvato il documento per la consultazione 28 giugno 2023, 301/2023/R/eel che, in particolare, reca gli orientamenti finalizzati a:

- semplificazione ed efficientamento delle procedure di connessione per gli impianti di produzione, differenziando, da un lato, tra nuove richieste di connessione e richieste di adeguamento delle connessioni esistenti e, dall'altro, tra lavori semplici e lavori complessi ed estendendo l'applicazione dell'iter di connessione con Modello unico anche ai casi in cui sia connessa con la rete una pluralità di unità di produzione (UP) ovvero si proceda a connettere alla rete una o più UP tramite un punto di connessione su cui sono già connesse altre UP;
- risolvere alcune criticità evidenziate dagli *stakeholder* interessati e relative ad aspetti puntuali della regolazione prevista dal TICA.

A seguito del documento per la consultazione 301/2023/R/eel e in attesa della completa attuazione regolatoria di quanto previsto dal medesimo documento per la consultazione 301/2023/R/eel, l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2023, 361/2023/R/eel ha introdotto prime modifiche al TICA vigente affinché possano trovare immediata attuazione, anche con riferimento agli iter di connessione in corso.

La delibera 301/2023/R/eel, in particolare, ha modificato il TICA prevedendo, anche con riferimento agli iter di connessione in corso, di semplificare l'iter di connessione degli impianti di produzione di potenza attiva nominale fino a 20 kW che:

- non sono sottoposti al regime delle accise e, conseguentemente, non sono tenuti agli obblighi e agli adempimenti previsti dagli artt. 53 e seguenti del Testo unico delle accise;
- accedono al mercato elettrico come unica UP;
- non accedono agli incentivi erogati dal GSE che richiedono la misura dell'energia elettrica prodotta;
- non condividono il punto di connessione con altre UP.

Le semplificazioni previste dalla delibera 301/2023/R/eel, con riferimento agli impianti di produzione che rispondono alle condizioni precedentemente descritte, constano nella possibilità di:

- rimuovere l'obbligo di installazione del misuratore dell'energia elettrica prodotta;
- consentire al gestore di rete la facoltà di sostituire le verifiche in loco (e la redazione del relativo verbale di attivazione) con una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà in cui il richiedente la connessione ovvero il produttore dichiarano la conformità dell'impianto di produzione alle norme tecniche del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), alla normativa vigente, nonché la corrispondenza con quanto già dichiarato in sede di presentazione della richiesta di connessione.

Inoltre, l'Autorità, con la medesima delibera 361/2023/R/eel, ha previsto di modificare, per le richieste di connessione presentate dal 7 agosto 2023, le disposizioni regolatorie in materia di maggiorazione degli indennizzi automatici a seguito di ritardi nell'erogazione da parte dei gestori di rete dei medesimi indennizzi automatici, poiché si è ritenuto sufficiente prevedere che l'indennizzo automatico sia maggiorato degli interessi legali per ogni giorno solare di ritardo nell'erogazione.

Disposizioni tecniche per gli impianti di produzione di energia elettrica e disposizioni tecniche e procedurali del Codice di rete di Terna

L'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, 94/2023/R/eel e nell'ambito del processo di recepimento in Italia dei regolamenti europei sui requisiti per le connessioni (regolamento RfG – *Requirements for Generators*, regolamento DCC – *Demand Connection Code* e regolamento HVDC – *High-Voltage Direct Current*) e nell'ambito della conseguente normativa tecnica europea (Normativa predisposta dal Comitato europeo di normazione elettrotecnica – CENELEC), ha stabilito che ai fini della connessione alla rete elettrica in bassa tensione e della conseguente entrata in esercizio, a decorrere dal 1° gennaio 2024, gli impianti di produzione debbano essere in possesso della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalla Variante V1 – edizione 2022 della Norma CEI 0-21 in relazione al requisito *Over Voltage Ride Through* (OVRT) e in particolare a quanto previsto dal paragrafo B.1.5-*bis* e dalla relativa tabella 32-*bis* della medesima Norma CEI 0-21. Il termine del 1° gennaio 2024 è stato individuato dall'Autorità anche al fine di tenere conto delle richieste presentate all'Autorità da parte della Federazione ANIE.

L'Autorità, con la delibera 99/2023/R/eel e con la successiva delibera 316/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, la nuova versione del capitolo 1, sezione 1C, del Codice di rete di Terna, la nuova versione dell'allegato A.17 e dell'allegato A.68 al Codice di rete di Terna e il nuovo allegato A.79 al Codice di rete di Terna.

Gli aggiornamenti del capitolo 1, sezione 1C (che disciplina le modalità e le condizioni di carattere tecnico, procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione con la RTN nel caso di nuovi impianti di produzione ai sensi dei regolamenti europei RfG, DCC e HVDC) del Codice di rete e gli aggiornamenti dell'allegato A.17 (che definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti eolici connessi direttamente o indirettamente alla RTN) e dell'allegato A.68 (che definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti fotovoltaici connessi direttamente o indirettamente con la RTN) al Codice di rete sono conseguenti alla verifica positiva, effettuata dall'Autorità con la delibera 18 ottobre 2021, 439/2021/R/eel, della nuova versione dell'allegato A.2 al Codice di rete, con cui sono stati definiti i criteri tecnico-funzionali per la connessione a 36 kV delle utenze alla RTN. Il nuovo allegato A.79 al Codice di rete definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti con sistemi di accumulo elettrochimico connessi direttamente o indirettamente alla RTN.

Inoltre, l'Autorità, con le medesime delibere 99/2023/R/eel e 316/2023/R/eel, ha previsto che la nuova versione del capitolo 1, sezione 1C del Codice di rete, la nuova versione dell'allegato A.17 al Codice di rete, la nuova versione dell'allegato A.68 al Codice di rete e il nuovo allegato A.79 al Codice di rete trovino applicazione nel caso di impianti di produzione e/o di impianti di accumulo entrati in esercizio dalla data di entrata in vigore della delibera 99/2023/R/eel (17 marzo 2023), fatte salve alcune deroghe in termini di prestazioni tecniche nel caso di impianti di produzione e di impianti di accumulo entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2024.

L'Autorità, con la delibera 4 maggio 2023, 183/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, la nuova versione del capitolo 1, sezione 1A (che disciplina le modalità e le condizioni di carattere tecnico, procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione con la RTN) del Codice di rete di Terna.

La nuova versione del capitolo 1, sezione 1A del Codice di rete risponde agli indirizzi previsti dalla regolazione vigente e agli obiettivi di trasparenza in relazione allo stato delle iniziative di connessione degli impianti di produzione.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 183/2023/R/eel e al fine di raggiungere gli obiettivi di trasparenza in relazione allo stato delle iniziative di connessione degli impianti di produzione perseguiti dalla nuova versione del capitolo 1, sezione 1A del Codice di rete, ha previsto che la nuova versione del capitolo 1, sezione 1A, del Codice di rete trovi applicazione non solo per le richieste di connessione presentate successivamente all'entrata in vigore della delibera 183/2023/R/eel (8 maggio 2023), ma anche per tutte le pratiche di connessione di impianti di produzione tuttora valide.

L'Autorità, con la delibera 16 maggio 2023, 210/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, le proposte di aggiornamento dell'allegato A.26 (che definisce il contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per i punti di immissione ai sensi della delibera 111/06) e dell'allegato A.58 (che definisce la convenzione per il servizio di aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica ai sensi del Testo integrato *Settlement*) al Codice di rete di Terna.

La nuova versione dell'allegato A.26 al Codice di rete:

- dà attuazione a quanto previsto dalla delibera 109/2021/R/eel (che definisce le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo), disciplinando le modalità di gestione delle unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione utilizzate per la programmazione, nei mercati elettrici, dell'energia elettrica prelevata dai servizi ausiliari di generazione degli impianti di produzione, ivi inclusi quelli relativi ai sistemi di accumulo;
- introduce semplificazioni nelle modalità e tempistiche di inserimento delle unità di produzione (UP) nel contratto di dispacciamento in immissione.

La nuova versione dell'allegato A.58 al Codice di rete aggiorna, in attuazione di quanto previsto dalle delibere 109/2021/R/eel e 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel (tale delibera dispone il superamento dell'invio aggregato dei dati di misura dell'energia elettrica immessa relativi alle unità di produzione in scambio sul posto con potenza disponibile non superiore a 55 kW e aggiorna, conseguentemente, le modalità e le tempistiche di trasmissione a Terna dei dati di misura dell'energia elettrica immessa), i flussi informativi tra Terna e le imprese distributrici in relazione ai dati di misura dell'energia elettrica immessa.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 210/2023/R/eel, ha previsto che le proposte di aggiornamento dell'allegato A.26 al Codice di rete in relazione alle nuove modalità e tempistiche di inserimento delle UP nel contratto di dispacciamento (efficacia dell'inserimento delle UP nel contratto di dispacciamento e utilizzo dell'autodichiarazione attestante l'avvenuto ricevimento del relativo mandato da parte del produttore) dovessero trovare applicazione a partire dalla data che sarebbe stata definita da Terna, previa informativa all'Autorità, e comunque non oltre il 30 settembre 2023, in modo che Terna potesse sviluppare i sistemi informativi a supporto dell'implementazione di tali proposte di aggiornamento.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici

L'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità", in quanto, a fronte di un rallentamento dei prezzi delle *commodities* energetiche, il Governo ha via via ridotto gli interventi a sostegno degli utenti elettrici. Ciò ha portato a una progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico a carico degli utenti.

In particolare, in relazione all'annullamento degli oneri generali del settore elettrico, che nel corso del 2022 è stato generalizzato per tutte le tipologie di utenze e per tutti i trimestri, il Governo è intervenuto solo nel I trimestre 2023: la legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) ha stabilito che per tale trimestre venissero annullate le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico per le utenze domestiche e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Tale annullamento è stato disposto con la delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

Il mancato gettito delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} per le utenze di cui sopra è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalla legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 12), che ha stanziato 963 milioni di euro.

La medesima delibera 735/2022/R/com ha, altresì, disposto la riattivazione degli oneri generali per tutte le altre utenze a partire dal 1° gennaio 2023.

A partire dal 1° aprile 2023, poi, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico sono state riattivate per la generalità a tutte le utenze elettriche (cfr. delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com).

Alle manovre sopra ricordate si affianca l'intervento di trasferimento alla fiscalità generale (c.d. "fiscalizzazione") degli "oneri nucleari" operata dalla legge di bilancio 2023, che ha stabilito che dal 2023 gli oneri per la *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari sono posti a carico del bilancio dello Stato a partire dal 1° gennaio 2023; fino a tutto il 2022, tali oneri erano a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento A_{2RIM} e l'elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM} . Ciò ha consentito all'Autorità di abolire detti elementi della componente tariffaria A_{RIM} a partire dal 1° gennaio 2023 (cfr. delibera 735/2022/R/com).

Tale disposizione, peraltro, si configura come una misura strutturale, a valere anche per gli anni successivi al 2023, e non strettamente correlata, pertanto, all'emergenza prezzi.

Nelle tavole 3.3, 3.4 e 3.5 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2023, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

Le tavole tengono conto della riduzione delle aliquote fissate con la delibera 735/2022/R/com, in attuazione della legge di bilancio 2023.

Pertanto, le tavole evidenziano il contributo che effettivamente è stato pagato dagli utenti (si confronti la tavola 3.5 con la prima colonna della tavola 3.7 *Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023*).

TAV. 3.3 Oneri generali ^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A _{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		TWH	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	49,40	19,84%	79,04	42,83%	23.992.232	65,02%	883,60	10,68%
	Non residenti	6,87	2,76%	20,49	11,10%	6.065.740	16,44%	521,12	6,30%
	Totale domestici	56,26	22,59%	99,53	53,94%	30.057.973	81,46%	1.404,72	16,98%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,98	1,60%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	155,43	1,88%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,08	0,03%	0,47	0,25%	10.959	0,03%	5,18	0,06%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	64,08	25,73%	50,70	27,47%	6.728.597	18,23%	2.689,44	32,50%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	89,96	36,12%	25,26	13,69%	101.381	0,27%	3.154,05	38,11%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	34,66	13,92%	8,57	4,64%	980	0,00%	866,35	10,47%
	Totale non domestici	192,76	77,41%	84,99	46,06%	6.841.916	18,54%	6.870,45	83,02%
TOTALE	249,02	100,00%	184,52	100,00%	36.899.889	100,00%	8.275,17	100,00%	

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento AESOS (della componente ASOS) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

TAV. 3.4 Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A _{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	A _{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	49,40	79,04	23.992.232	212,75	-	-	-	-
	Non residenti	6,87	20,49	6.065.740	29,58	-	-	-	-
	Totale domestici	56,26	99,53	30.057.973	242,33	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,98	nd	nd	25,96	-	-	-	-
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,08	0,47	10.959	0,73	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,90	50,66	6.723.959	438,23	0,18	0,03	4.637	-3,33
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,21	19,01	94.871	394,31	26,75	6,25	6.510	-565,89

(segue)

TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	4,33	1,84	568	6,41	30,33	6,72	412	-763,91
Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	180,52
Totale non domestici	135,51	71,99	6.830.357	865,63	57,25	13,01	11.559	-1.152,61
TOTALE	191,77	171,52	36.888.330	1.107,96	57,25	13,01	11.559	-1.152,61

Fonte: ARERA.

TAV. 3.5 Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)

TIPOLOGIE	A_{SOS}				A_{RIM}				
	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Clienti domestici	Residenti	934,36	0,00%	0,00%	100,00%	161,99	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	528,18	75,40%	0,00%	24,60%	22,52	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	1.462,53	27,23%	0,00%	72,77%	184,52	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	157,48	0,00%	0,00%	100,00%	23,92	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	4,57	0,00%	0,00%	100,00%	1,33	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.641,79	2,30%	21,42%	76,28%	482,55	6,01%	62,42%	31,56%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.569,58	1,01%	9,21%	89,79%	412,89	4,16%	43,72%	52,12%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	53,79	4,54%	13,26%	82,20%	55,06	6,23%	76,29%	17,49%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	180,52	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	5.607,73	1,64%	14,92%	83,44%	975,74	5,08%	53,68%	41,24%
TOTALE	7.070,26	7,07%	11,75%	81,17%	1.160,26	4,28%	45,14%	50,58%	

Fonte: ARERA.

A titolo informativo, la tavola 3.6 riporta per tipologie contrattuali l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2023, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.6 Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE				TOT.	
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW		% PER kWh
Totale domestici	492	24,3%	2.098	46,7%	526	76,1%	55	33,9%	3.172	43,1%	19,4%	63,3%	17,3%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,7%	50	1,1%	3	0,5%	4	2,4%	92	1,2%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%

(segue)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					TOT.
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	554	27,4%	1.569	34,9%	139	20,1%	62	38,2%	2.324	31,6%	7,3%	64,4%	28,3%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	721	35,7%	748	16,7%	22	3,2%	35	21,3%	1.526	20,7%	4,1%	43,7%	52,2%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	218	10,8%	24	0,5%	1	0,1%	7	4,2%	250	3,4%	7,9%	76,8%	15,4%	100,0%
Totale non domestici	1.529	75,7%	2.391	53,3%	165	23,9%	107	66,1%	4.192	56,9%	6,0%	56,2%	37,8%	100,0%
TOTALE	2.021	100,0%	4.489	100,0%	691	100,0%	162	100,0%	7.364	100,0%	11,8%	59,2%	29,0%	100,0%

Fonte: ARERA.

La tavola 3.7 illustra la ripartizione degli oneri generali di sistema, di competenza del 2023, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A3*SOS. Nel 2023 il gettito rinveniente dai corrispettivi applicati ai consumatori finali è aumentato per la progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali a fronte di una riduzione degli interventi del Governo a sostegno degli utenti elettrici.

TAV. 3.7 *Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro*

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO	
			LEGGE DI BILANCIO 2023	DL N. 131/2023
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92	7.070,26	707,13	-
$A_{3*SOS}^{(1)}$	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	6.054,69	707,13	-
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.107,96	-	-
$A_{91/14SOS}^{(2)}$	Sconti previsti dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91	-92,39	-	-
$A_{RIM}^{(3)}$	Rimanenti oneri generali	1.160,26	255,87	203,22
A_{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-	-	-
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	467,50	159,76	-
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	62,32	7,42	-
A_{SRIM}	Bonus sociale	436,85	54,79	203,22
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	77,27	8,57	-
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	73,13	20,13	-
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	43,19	5,20	-
TOTALE		8.230,52	963,00	203,22

(1) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore").

(2) 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.

(3) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mcIRIM} della componente tariffaria A_{RIM} , in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge di bilancio 2023.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo per il rafforzamento dei bonus sociali

Nei primi tre trimestri del 2023 il Governo ha altresì confermato quanto già stabilito per tutto il 2022 in tema di rafforzamento dei bonus sociali, sia del settore elettrico che del settore gas.

Come per il 2022, il Governo ha disposto il rafforzamento dei bonus sociali tramite erogazione ai beneficiari di una componente di compensazione integrativa (CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" (detto anche "bonus base") già previsto dalla normativa previgente e aggiornata ogni tre mesi *ex ante* sulla base delle migliori previsioni disponibili in merito ai prezzi all'ingrosso e alla ripartizione trimestrale dei consumi annui. Il valore del bonus ordinario, al contrario, nei primi tre trimestri del 2023 non ha subito alcun aggiornamento rispetto a quanto definito nel 2021 e mantenuto nel 2022, in ragione della funzione già svolta dalla CCI per compensare gli aumenti di prezzo dell'energia elettrica e del gas per i clienti titolari di bonus sociale³.

Dal IV trimestre 2023, avendo il Governo previsto il ritorno alle modalità ordinarie di definizione degli importi da corrispondere ai beneficiari di bonus, l'Autorità ha aggiornato i valori dei bonus base per tenere conto delle variazioni intervenute, rispetto al 2021, nelle spese annue stimabili per ciascun profilo di cliente bonus. In ogni caso, ad integrazione dei bonus sociali ordinari aggiornati, con il DL n. 131/2023 il Governo ha previsto l'erogazione ai beneficiari del bonus elettrico – per il medesimo trimestre ottobre, novembre e dicembre 2023 – di un "contributo straordinario", la cui esatta quantificazione è stata effettuata dall'Autorità nell'ambito della delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, sulla base delle risorse economiche messe a disposizione dallo Stato (300 milioni di euro).

Per informazioni relative alla consistenza della platea di clienti domestici beneficiari delle misure di sostegno appena descritte, si rimanda a quanto illustrato nel successivo Capitolo 10 relativamente alle iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute.

Le manovre relative ai bonus sociali del 2023 sono state finanziate solo in parte da nuove risorse provenienti dal bilancio dello Stato (solo per il I trimestre e per il IV trimestre limitatamente al "contributo straordinario"⁴, per un totale di 993,18 milioni di euro) e la parte restante è stata posta in capo a risorse disponibili nel bilancio della CSEA.

³ Ciò è stato stabilito per il I trimestre 2023 dalla delibera 735/2022/R/com (in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2023), per il II trimestre 2023 dalla delibera 134/2023/R/com (in attuazione del DL n. 34/2023) e per il III trimestre 2023 dalla delibera 297/2023/R/com (in attuazione del DL n. 79/2023).

⁴ Per il I trimestre 2023 con la legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 19) e per il IV trimestre 2023 con il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131 (cfr. art. 1, comma 9). Come ricordato, il DL n. 79/2023 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse al bilancio dello Stato, e il loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il III trimestre 2023. L'importo, pari a 489,31 milioni di euro, è stato imputato al conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, ai sensi di quanto prevede l'art. 1, comma 6, del medesimo DL n. 79/2023.

Rendicontazione oneri generali (Relazione 243/2023/I/com)

Il DL n. 17/2022 prevede che "... ogni anno, l'ARERA trasmette al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari una relazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riferimento alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas" (cfr. art. 2-bis, comma 4). Il DL n. 34/2023 ha previsto che per il 2022 tale Relazione sia predisposta entro il 31 maggio 2023.

Con la Relazione 243/2023/I/com l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la seconda rendicontazione in relazione alle risorse destinate al contenimento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, ai sensi dell'art. 2-bis, commi 1 e 2, del DL n. 17/2022. Essa fa seguito alla Relazione 212/2022/I/com, relativa agli anni fino al 2021.

La Relazione 243/2023/I/com riguarda le disposizioni di legge adottate nel 2022 relative alle manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale ed energia elettrica nel medesimo anno.

Anche nella Relazione 243/2023/I/com le manovre adottate dal Governo sono state articolate in gruppi, ciascuno dei quali contiene manovre tra loro omogenee, per finalità o per settore. Nel caso del 2022, i gruppi sono stati solo tre, in quanto nel 2022 non si sono ripetute misure di contrasto alla pandemia Covid. I gruppi individuati dalla Relazione 243/2023/I/com sono i seguenti:

- il primo gruppo riguardante le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il secondo gruppo riguardante le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il terzo gruppo riguardante le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

La Relazione 243/2023/I/com ha operato un confronto tra l'esigenza di raccolta per ciascuna finalità degli oneri generali di sistema (o dei bonus) e l'utilizzo, per quanto possibile rappresentato secondo una logica di competenza per l'anno 2022. Inoltre, la Relazione 243/2023/I/com fornisce la rendicontazione delle entrate e uscite dei conti di gestione di CSEA afferenti agli oneri generali del settore gas.

Da tali analisi è emerso che:

- dal punto di vista economico le risorse trasferite dal bilancio dello Stato non sono state sufficienti, nel complesso, a coprire il fabbisogno per il 2022, in particolare in relazione al settore elettrico dove l'abbassamento dei prezzi negli ultimi mesi del 2022 ha portato a un aumento del fabbisogno della componente A_{SOS} ;
- dal punto di vista finanziario, sono state effettuate nella prima parte del 2023 ed erano ancora previste significative erogazioni a valere sulle risorse fornite dal bilancio dello Stato a copertura del fabbisogno 2022 con le manovre sopra ricordate.

La Relazione 243/2023/I/com, pur riferendosi all'annualità 2022, contiene anche alcune considerazioni finali in merito alle prospettive del 2023.

Oneri nucleari

Come già ricordato nella precedente *Relazione Annuale*, il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026) è stato completato nel corso dell'anno 2022.

Nell'anno 2023 è stato chiuso il periodo precedente il terzo periodo di regolazione: con la delibera 31 gennaio 2023, 25/2023/R/eel, l'Autorità ha rideterminato gli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2020.

Nel corso del 2023 sono state realizzate altresì alcune attività di attuazione della regolazione, tra cui la definizione gli schemi ai fini della rendicontazione a consuntivo dei costi delle attività di *decommissioning* per il primo semiperiodo di regolazione.

Come già ricordato, l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di bilancio 2023 dispongono che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente al bilancio dello Stato, lasciando comunque invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2023 hanno risentito del *trend* in diminuzione del PUN registrato per tutto l'anno, risultando pertanto superiori a quelli del 2022 di circa 700 milioni di euro, come evidenziato nella tavola 3.8.

La riduzione del PUN ha infatti un effetto negativo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si riducono i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione aumentano al diminuire del PUN. Ha un impatto negativo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

TAV. 3.8 Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2022		2023	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	28	0,42%	17	0,23%
Conversione CV in incentivi	1.001	15,16%	3	0,04%
Fotovoltaico	5.906	89,46%	5.800	78,92%
Ritiro dedicato	0	0,00%	22	0,30%
Tariffa omnicomprensiva	- 231	-3,50%	1.013	13,78%
Scambio sul posto	79	1,20%	176	2,40%

(segue)

ONERI DI COMPETENZA	2022		2023	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
FER incentivi amministrati	- 237	-3,58%	237	3,23%
Autoconsumo e comunità energetiche	- 0	0,00%	0	0,00%
Bioenergie	-	0,00%	77	1,04%
Altro	3	0,05%	3	0,05%
Totale rinnovabili	6.549	99,20%	7.348	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Oneri CO ₂ assimilate	53	0,80%	-	0,00%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP6	-	0,00%	-	0,00%
Totale assimilate	53	0,80%	-	0,00%
TOTALE ONERI A_{sos}	6.602	100%	7.348	100%

Fonte: ARERA.

Come già sopra ricordato, tranne che (parzialmente) per il I trimestre, per tutto l'anno 2023 gli oneri del conto A_{sos} sono stati finanziati dal gettito degli utenti elettrici.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica: annualità 2023

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, la disciplina delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) è stata regolata dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, adottato in attuazione di quanto previsto dall'art. 19, comma 2, della legge 20 novembre 2017, n. 167, in conformità con la decisione C(2017) 3406 e le linee guida europee 2014-2020. Tale disciplina ha dispiegato i suoi effetti fino al 31 dicembre 2023, in quanto, come verrà successivamente illustrato, non più in vigore a seguito delle nuove norme comunitarie.

L'Autorità aveva dato attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, e la delibera 17 maggio 2018, 285/2018/R/eel, integrate con successive delibere, con cui erano state date disposizioni a CSEA sia per la gestione delle attività di raccolta dei dati che per la predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica. Secondo tali disposizioni, a partire dal 2018 le imprese devono trasmettere a CSEA, attraverso l'apposito portale, le dichiarazioni che attestano il possesso dei requisiti previsti e i dati fiscali e di consumo, relativi al periodo di riferimento, necessari alla determinazione della classe di agevolazione; le agevolazioni sono, di norma, massime per le imprese che, sulla base degli importi del valore aggiunto lordo (VAL), ricadono nelle classi VAL.x (e che beneficiano dell'azzeramento delle aliquote A_{sos} nei documenti di fatturazione, a fronte del versamento di una contribuzione diretta a CSEA) e di minore entità per le imprese che, sulla base del fatturato ai fini IVA (FAT), ricadono nelle classi FAT.x. (e che beneficiano di aliquote A_{sos} scontate).

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 marzo 2024 l'energia complessivamente agevolata nel 2023 è pari rispettivamente a poco più di 57,2 TWh, per un totale di 11.559 punti di prelievo (di cui oltre 4.637 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.9).

TAV. 3.9 Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2023

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	4.637	40,1%	180	0,3%
Media tensione	6.510	56,3%	26.745	46,7%
Alta e altissima tensione	412	3,6%	30.326	53,0%
TOTALE	11.559	100,0%	57.251	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA e SII. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso.

Nella stima dell'onere complessivo del regime per il 2023 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 18 marzo 2024) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.964 imprese (su 4.047) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 77% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.083 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 23% del volume di agevolazioni (Tav. 3.10).

TAV. 3.10 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla Asos nel 2021

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	1.847	238,7	20,7%
FAT.2	147	8,9	0,8%
FAT.3	89	21,1	1,8%
VAL.x	1.964	883,9	76,7%
TOTALE	4047	1152,6	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso la CSEA

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica: nuovo regime

Nel corso del 2023, come accennato, è stato previsto che in relazione all'adeguamento dei regimi di aiuto esistenti a favore dell'ambiente e dell'energia, a partire dal 1° gennaio 2024, lo Stato membro sia tenuto a dare applicazione alle opportune misure agevolative al fine di renderle conformi alla nuova "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022" (di seguito: linee guida CEEAG) sottoponendole alla preventiva approvazione della Commissione europea ai fini della valutazione della compatibilità in materia di aiuti di Stato.

Le linee guida CEEAG contengono numerose differenze rispetto alle linee guida in essere al momento della decisione C(2017) 3406, tra cui modifiche dell'elenco dei settori ammissibili, differenze nei contributi minimi agli oneri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore, nuove norme sulle "green conditionality" che devono essere rispettate dalle imprese energivore per fruire dell'agevolazione, semplificazioni nel processo amministrativo di riconoscimento annuale della qualifica di impresa energivora.

Il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 228 del 29 settembre 2023 (di seguito: DL n. 131/2023), all'art. 3 contiene disposizioni per l'adeguamento alle linee guida CEEAG delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica che modificano, rispetto alla situazione attuale, sia i requisiti di accesso sia l'intensità delle agevolazioni e che, tra l'altro, introducono condizionalità che le

imprese energivore devono rispettare nel corso dell'anno di agevolazione e che quindi devono essere verificate *ex post*.

Con la delibera 28 settembre 2023, 434/2023/R/eel, l'Autorità, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi per la definizione delle regole di attuazione delle nuove disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023 in materia di agevolazioni alle imprese energivore.

Con la medesima delibera 434/2023/R/eel l'Autorità ha dato mandato alla CSEA, in relazione alle agevolazioni di competenza 2024, di sospendere l'apertura ordinaria del Portale per la raccolta delle dichiarazioni delle imprese energivore prevista per il 30 settembre 2023 dalla delibera 921/2017/R/eel e di predisporre altresì gli sviluppi del medesimo Portale necessari a dare attuazione alla nuova disciplina valevole dall'annualità di competenza 2024, nelle more della conclusione del procedimento europeo di verifica della conformità con le linee guida CEEAG delle disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023.

Con il documento per la consultazione 545/2023/R/eel, pubblicato non appena è stato convertito il DL n. 131/2023, l'Autorità ha inteso esplorare, in via urgente seppure in attesa dell'autorizzazione della Commissione europea, le modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese energivore, così come riconfigurate dal legislatore nazionale nel quadro delle linee guida CEEAG, con l'obiettivo in particolare di avviare il prima possibile le operazioni di raccolta delle dichiarazioni per le nuove agevolazioni relative all'anno 2024, tenendo conto sia dell'iter amministrativo necessario alla successiva emanazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 3 del DL n. 131/2023, sia dei tempi tecnici necessari a CSEA per gli adempimenti procedurali secondo le nuove regole.

A seguito di tale consultazione, con la delibera 27 dicembre 2023, 619/2023/R/eel, l'Autorità ha disciplinato le modalità operative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica al fine di garantire dal 1° gennaio 2024 l'avvio tempestivo e senza soluzione di continuità del riconoscimento delle agevolazioni, seppure nelle more dell'adozione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il quale si perfezionerà lo scenario degli adempimenti connessi con la misura.

Più nel dettaglio, con la richiamata delibera,:

- vengono stabilite le modalità per riconoscere le agevolazioni: a decorrere dal 1° gennaio 2024 alle imprese energivore sono applicate aliquote ridotte della componente A_{SOS} , differenziate sulla base dell'appartenenza o meno ai settori ad alto rischio o a rischio di rilocalizzazione delle attività per gli alti costi dell'energia elettrica (è prevista anche una clausola di salvaguardia per imprese che hanno già beneficiato delle agevolazioni negli anni 2022 e 2023, ma in tal caso lo sconto si riduce progressivamente fino ad azzerarsi dal 2029, salvo particolari ipotesi di utilizzo di energia rinnovabile e autoconsumo). Lo sconto è applicato alla componente A_{SOS} , aggiornata trimestralmente, al netto dell'elemento AE_{SOS} , non applicato agli energivori. Le imprese energivore possono richiedere alla CSEA, in luogo dell'applicazione della componente A_{SOS} ridotta, il pagamento diretto del contributo minimo dovuto, determinato in termini di percentuale del valore medio del valore aggiunto lordo a prezzi di mercato al netto di eventuali imposte indirette e degli eventuali sussidi (VAL), calcolato in maniera differenziata in base alla propria classe di appartenenza. In tal caso il pagamento è effettuato con versamento diretto a CSEA in due rate annuali;

- vengono stabilite le modalità di costituzione degli elenchi delle imprese energivore e le relative disposizioni per la CSEA: a partire dall'anno di competenza 2024, la CSEA predispone annualmente e aggiorna l'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica; in particolare la CSEA rende disponibile il Portale per la raccolta delle dichiarazioni annuali attestanti la titolarità dei requisiti delle suddette imprese per le verifiche necessarie alla costituzione degli elenchi e all'assegnazione delle classi di agevolazione. Sono impartite disposizioni specifiche in merito: all'apertura del Portale (in sessione ordinaria entro il 15 ottobre, in sessione suppletiva entro il 1° marzo); ai termini per le imprese per il rilascio della dichiarazione per la competenza pena il decadimento del diritto al riconoscimento (45 giorni dall'apertura in sessione ordinaria, 30 giorni dall'apertura nella sessione suppletiva); alla pubblicazione degli elenchi, alla relativa struttura (tipologia di agevolazione richiesta, classe di agevolazione provvisoria o definitiva, data di decorrenza della classe attribuita, controlli necessari, ecc.) e al loro aggiornamento;
- sono inoltre specificate le informazioni che devono essere contenute nelle dichiarazioni raccolte attraverso il Portale (i dati di prelievo di energia elettrica dei punti di prelievo (PoD) nella titolarità della propria partita IVA in relazione all'annualità n-2 rispetto all'anno n di agevolazione, dati per il calcolo del VAL, codice ATECO, attestazione che l'impresa adotta le misure per l'uso efficiente dell'energia e dichiara di essere titolare di una diagnosi energetica in corso di validità). Sono altresì impartite specifiche disposizioni per le imprese di recente costituzione;
- come previsto dal DL n. 131/2023, in base alle nuove norme europee, l'impresa a forte consumo di energia elettrica che accede alle agevolazioni è tenuta a dare attuazione alle cosiddette "green conditionalities", ovvero attuare le misure di efficientamento energetico proposte in diagnosi con tempo di ritorno inferiore ai tre anni e il cui costo non ecceda l'agevolazione;
- vengono stabilite le modalità di pagamento diretto della contribuzione minima richiesta alle imprese energivore: l'attività di esazione delle contribuzioni dovute, per l'anno di competenza n, per le imprese che hanno richiesto il pagamento diretto del contributo minimo dovuto determinato in termini di percentuale del VAL, valorizzato in base alla propria classe di appartenenza, è effettuata dalla CSEA in acconto nel corso dell'anno n e a conguaglio nell'anno n+1. CSEA, prima dell'esazione della contribuzione dovuta, ovvero all'atto di pubblicazione sul Portale, determina gli importi dovuti come valore massimo tra VAL per classe di appartenenza e 0,50 euro/MWh*prelievo (c.d.: *floor*) dell'anno precedente (prelievo rinvenibile dalla dichiarazione presentata dall'impresa verificata da CSEA con i dati ufficiali disponibili nel SII);
- entro il 31 maggio dell'anno n, la CSEA pubblica sul Portale tramite l'account di ciascuna impresa l'importo delle due rate uguali da versare in acconto (entro il 30 giugno e 31 dicembre dell'anno) e comunica alle medesime imprese, a mezzo PEC, le modalità e le tempistiche di versamento delle rate. Le tempistiche di versamento delle rate di acconto prevedono una scadenza di pagamento che non può essere inferiore a 130 giorni dalla data di pubblicazione da parte del SII del primo elenco in cui compare l'attribuzione della classe di agevolazione all'impresa interessata, per ciascun anno di competenza. Il versamento delle suddette rate a CSEA è condizione necessaria per l'inserimento ed il mantenimento dell'impresa nell'elenco delle imprese energivore beneficiarie delle agevolazioni;
- entro il 31 maggio dell'anno n+1 CSEA verifica i dati di prelievo dell'anno di competenza n di tutte le imprese aventi medesima classe di agevolazione e individua l'opzione più vantaggiosa (fra metodologia con pagamento A_{505} ridotta o metodologia con contribuzione calcolata in percentuale sul VAL) per l'impresa procedendo al calcolo dell'importo definitivo della contribuzione dovuta e conguagliando di conseguenza l'impresa con segno positivo o negativo. Entro il 31 maggio dell'anno n+1, la CSEA pubblica sul Portale, tramite l'account di ciascuna impresa, il valore definitivo della contribuzione da pagare per l'anno n, sulla base

del valore minimo come sopra calcolato, e comunica alle medesime imprese, tramite PEC, le modalità e la tempistica dell'eventuale conguaglio, da effettuare entro il 30 giugno dell'anno n+1;

- vengono stabilite le disposizioni per il SII, per le imprese distributrici e per i gestori di SDC e ASSPC: in particolare le imprese distributrici e i gestori di SDC e ASSPC provvedono ad applicare i livelli della componente A_{SOS} associati dal SII ai singoli PoD, nella prima fattura utile successiva alla messa a disposizione delle informazioni nel SII e ove necessario, provvedono al conguaglio della componente A_{SOS} tenendo conto della data di inizio validità. Entro il 30 giugno di ciascun anno, le imprese distributrici e i gestori di SDC e ASSPC trasmettono alla CSEA l'elenco dei punti di prelievo in bassa, media, alta e altissima tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica censite, secondo le modalità predisposte dalla medesima CSEA;
- vengono stabilite ulteriori disposizioni transitorie e specifiche per il 2024 tra cui si evidenzia che:
 - il primo elenco delle imprese energivore è pubblicato in data 18 gennaio 2024;
 - il Portale viene aperto per la sessione suppletiva non prima del 1° febbraio 2024 e comunque successivamente all'emanazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui all'art. 3, comma 11, del DL n. 131/2023. Le imprese che accedono al Portale rilasciano la dichiarazione per la competenza dell'anno 2024 entro e non oltre il termine perentorio di 30 giorni dall'apertura del Portale;
 - nel caso in cui siano riscontrate irregolarità o significative discordanze nei controlli, CSEA sospende l'inserimento nell'elenco dei soggetti interessati, richiedendo chiarimenti ai medesimi soggetti, e, qualora necessario, avvia una fase di approfondimento istruttorio. L'inserimento nell'elenco e, di conseguenza, l'assegnazione della relativa classe di agevolazione, può avvenire solo a valle di risultati positivi dei suddetti approfondimenti e/o soccorsi istruttori;
 - la prima rata di contribuzione, da versare in acconto alla CSEA entro il 30 giugno 2024, da parte delle imprese che richiedono il pagamento della contribuzione calcolata in percentuale sul VAL è pari al 40% del livello minimo di contribuzione previsto (invece che il 50%); corrispondentemente, la seconda rata è del 60%, da versare entro il 31 dicembre 2024;
 - per la competenza 2024, le imprese che non hanno superato i controlli e necessitano di approfondimenti istruttori sono assegnate in elenco in una classe provvisoria con temporaneo annullamento dell'agevolazione, fino al perfezionamento della dichiarazione quando dette imprese saranno assegnate alla corrispondente classe idonea dell'elenco.

Si rammenta infine che la delibera 27 dicembre 2023, 619/2023/R/eel, prevede la possibilità, per le imprese energivore che hanno presentato alla CSEA nel mese di dicembre 2023 la dichiarazione per l'ottenimento delle agevolazioni, di poter rinunciare una volta noto il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il quale si perfezionerà lo scenario degli adempimenti connessi alla misura.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023 prevede una spesa complessiva sull'orizzonte di riferimento 2023-2032 di circa 21 miliardi di euro (+17% rispetto al precedente Piano di sviluppo 2021 da 18 miliardi di euro).

In aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di sviluppo 2021, il Piano di sviluppo 2023 prevede investimenti in diversi progetti innovativi all'interno del progetto *Hypergrid*, pari a circa 11 miliardi di euro, che dovrebbero consentire l'incremento di circa 15 GW di capacità di trasporto tra le zone di rete. In particolare, il progetto *Hypergrid* è finalizzato a sfruttare le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per aumentare significativamente la capacità di trasporto con un impatto limitato sul territorio (e sulle conseguenti criticità autorizzative) al fine di perseguire gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Si tratta di un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha presentato istanza di valutazione a due fasi per ampia parte della rete *Hypergrid* (quattro su cinque dorsali), sulla base dell'approccio introdotto con la delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel (dettagliata anche nel seguito nel testo) che, al fine di consentire flessibilità nelle scelte di investimento, prevede una prima fase in cui sono approvate unicamente le spese di sviluppo del progetto, e una fase successiva di approvazione tariffaria delle spese di realizzazione dello stesso.

In data 7 agosto 2023, l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023, rendendo disponibili i documenti relativi allo schema di Piano 2023 e gli ulteriori documenti di accompagnamento, nonché l'istanza di valutazione a due fasi del progetto *Hypergrid*.

Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 16 ottobre 2023, è stata organizzata a Milano, dal gestore della rete di trasmissione, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica finalizzata alla presentazione e approfondimento di specifici aspetti del Piano e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 2 ottobre 2023.

Conformità del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale con il Piano di sviluppo dell'Unione

Ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale sia coerente, oltre che con i fabbisogni individuati nel corso della procedura di consultazione pubblica, anche con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (*Ten Year Network Development Plan – TYNDP*).

Durante il 2023, questa attività dell'Autorità di verifica della coerenza è stata condotta in funzione dell'analoga attività di ACER, che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 04/2023 del 4 aprile 2023 sui progetti nel TYNDP e dei Piani elettrici nazionali.

In particolare, riguardo ai progetti italiani, sono stati segnalate fra gli elementi più significativi:

- l'assenza nel TYNDP 2022 dell'HVDC Italia-Francia, per cui era previsto il completamento nel 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto Italia-Svizzera, c.d. progetto del S. Giacomo, che era presente in precedenti Piani di sviluppo italiani ma assente nel Piano di sviluppo 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di nuova interconnessione Dobbiaco-Austria;
- l'assenza nel TYNDP 2022 della stazione di Volpago, che in precedenti Piani era stata indicata avente impatto sulle capacità di trasporto;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del nuovo progetto Regoledo (IT)-Svizzera; per questo progetto è espressamente richiesta l'inclusione a modifica del TYNDP;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di incremento tensione della linea Nava (IT)- S.Dalmas (FR);
- l'opportunità di presentare il progetto TYNDP Codice 150 (Italia-Slovenia) come *cluster* di due interventi, uno relativo ad attività di breve-medio termine, inclusa la potenziale installazione di un *Phase Shifting Transformer*, e uno relativo al possibile collegamento HVDC Salgareda (IT)-Bericevo (SI);
- la necessità di rettificare la data attesa di entrata in esercizio del progetto di secondo polo HVDC Italia-Montenegro (indicata al 2026 nel TYNDP 2022), visto che il progetto è "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte del Piano di sviluppo italiano;
- numerose differenze su alcuni progetti, riguardanti per esempio le caratteristiche tecniche, l'anno atteso di entrata in esercizio, l'avanzamento del progetto, i costi di investimento attesi.

Infine, l'Autorità ha segnalato il proprio disaccordo con tutti i calcoli dei benefici attesi per i progetti TYNDP 2022 che riguardano l'Italia, in ragione delle ipotesi non realistiche riguardanti gli scenari di piano.

Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con la delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni e i requisiti minimi fissati (cfr. delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel) per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Le modifiche introdotte hanno riguardato principalmente:

- l'introduzione, in via sperimentale, di un approccio a due fasi per l'approvazione dei progetti prioritari al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica: una prima fase, finalizzata a una valutazione dell'Autorità sulla "linea di sviluppo dell'intervento", nonché a riconoscere le spese (efficienti) preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e la relativa procedura autorizzativa; e una seconda fase, funzionale a fornire il parere alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento, qualora effettivamente confermata l'esigenza a cui il progetto risponde;
- l'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi, che – ad esclusione della prima edizione, per cui è stata disposta una scadenza differente per tenere conto della novità del processo

di predisposizione – il gestore della rete di trasmissione dovrà predisporre entro il 28 febbraio degli anni pari (anni “senza” il Piano di sviluppo), con riferimento all'avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente;

- un maggiore collegamento tra le attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e gli interventi di sviluppo pianificati;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti puntuali e applicativi dei requisiti per i Piani di sviluppo e delle analisi costi-benefici (ACB), anche per un allineamento con gli sviluppi regolatori sia in sede europea sia in ambito nazionale.

In relazione a quest'ultimo punto, si segnala che le integrazioni hanno riguardato principalmente:

- l'aggiornamento della soglia di investimento sopra la quale applicare l'ACB: 25 milioni di euro per interventi costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete; 50 milioni di euro per razionalizzazioni e riassetti di rete;
- l'ulteriore esplicitazione della previsione di attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
- l'introduzione di due nuovi sotto-indicatori: beneficio B1.b, relativamente alla riduzione dei costi di esercizio della generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati; beneficio B5.s, relativamente alla riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) in assenza di *double counting* con altri benefici.

Aggiornamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con l'atto 5 dicembre 2023, 575/2023/R/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di 23 elementi di rete nella titolarità di vari soggetti fra cui Acciaieria Arvedi, Enel Produzione, Edison, e-distribuzione, mentre per 3 elementi di rete nella titolarità di Enipower, Enel Produzione ed Enel Green Power, oggetto di relativa istanza da parte di Terna, non è stato espresso parere favorevole.

Fra i 23 elementi suddetti, è stato espresso parere favorevole in merito alla formalizzazione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di elementi di rete di 5 produttori che, in quanto “impianti di rete per la connessione”, sono considerati intrinsecamente parte della rete di trasmissione nazionale in conseguenza della regolazione vigente e del Codice di rete, ma per cui era rimasta pendente la relativa formalizzazione.

Il processo di selezione dei progetti di interesse comune e di mutuo interesse

L'Autorità ha partecipato, con una propria valutazione conclusa ad aprile 2023, al processo di selezione della prima lista dei progetti di interesse comune (PIC) e dei progetti di mutuo interesse (PMI) del nuovo regolamento TEN-E (regolamento (UE) 869/2022, c.d. nuovo regolamento “infrastrutture” *Trans-European Networks for Energy* TEN-E), nell'ambito dei gruppi regionali previsti dal regolamento medesimo.

Il nuovo regolamento TEN-E (allegato III.2, paragrafo 8) attribuisce alle Autorità – per i progetti che rientrano nelle loro competenze – i seguenti compiti:

- la valutazione di coerenza nell'applicazione dei criteri TEN-E;
- la valutazione di coerenza nell'applicazione dell'analisi costi-benefici;
- la valutazione della rilevanza transfrontaliera.

Il 28 novembre 2023, la Commissione europea ha pubblicato la sesta lista dei PIC e PMI per l'adozione (nella primavera 2024) da parte di Consiglio e Parlamento.

Per l'Italia, con riferimento al settore della trasmissione elettrica, risultano individuati i seguenti progetti (tre PIC e un PMI):

- Interconnessione fra Italia continentale, Corsica (FR) e Sardegna (IT) (attualmente denominata "SACOI 3");
- Interconnettore fra Würmlach (AT) e Somplago (IT);
- Interconnettore fra Lienz (AT) e il Veneto (IT);
- Interconnessione fra la Sicilia (IT) e la Tunisia (TN) (attualmente denominata "ELMED").

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Attuazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224, in materia di garanzie di origine

Il decreto ministeriale 14 luglio 2023, n. 224, in attuazione delle disposizioni previste dall'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine (GO), ha definito:

- le modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento e annullamento delle GO della produzione di energia da fonti rinnovabili riferite ai vettori energetici: i) energia elettrica; ii) gas, incluso il biometano; iii) idrogeno; iv) energia termica e/o frigorifera;
- le modalità di utilizzo delle GO da parte dei fornitori di energia nell'ambito dei contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- le modalità con le quali è verificata la precisione, l'affidabilità e l'autenticità delle GO emesse da altri Stati membri;
- le modalità per l'utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita, da parte del GSE, delle GO nella propria disponibilità;
- i criteri e le modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita (*Fuel Mix Disclosure*), nonché sull'impatto ambientale della produzione.

Inoltre, il medesimo DM n. 224/2023:

- relativamente al settore elettrico, rimanda, con riferimento ad alcune disposizioni specifiche, a quanto già previsto e/o definito, in materia di regolazione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica rinnovabile, dalla delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11 e prevede disposizioni normative che comportano la modifica diretta della medesima delibera ARG/elt 104/11;

- con riferimento al settore elettrico, prevede disposizioni normative che hanno impatti diretti sul Codice di condotta commerciale e sulla Bolletta 2.0;
- prevede che il GSE acquisisca i dati di misura per l'emissione delle GO per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili, definendo le relative modalità da sottoporre all'approvazione dell'Autorità.

La delibera ARG/elt 104/11 definisce:

- strumenti per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire che la medesima energia elettrica non sia inclusa in più offerte di vendita;
- ulteriori strumenti per la promozione della trasparenza al fine di consentire ai clienti finali di scegliere tra le diverse offerte disponibili.

Considerando quanto precedentemente descritto, l'Autorità, con la delibera 31 ottobre 2023, 496/2023/R/com, ha:

- aggiornato, con effetto a decorrere dal 1° gennaio 2024 (le disposizioni normative previste dal DM n. 224/2023 e per le parti di competenza dell'Autorità ai sensi della delibera 496/2023/R/com hanno effetto a decorrere dal 1° gennaio 2024), i provvedimenti dell'Autorità in materia di GO, contratti di vendita di energia rinnovabile e *fuel mix disclosure* afferenti al settore elettrico e, in particolare, sono stati modificati e integrati:
 - la delibera ARG/elt 104/11 per le parti attinenti ai contratti di vendita di energia rinnovabile;
 - il Codice di condotta commerciale con riferimento alle modalità di diffusione dell'informazione relativa ai contratti di vendita di energia elettrica e delle informazioni preliminari alla conclusione dei medesimi contratti;
 - la Bolletta 2.0 con riferimento alle informazioni da riportare nei documenti di fatturazione inerenti alla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita e all'impatto ambientale della produzione;
- rinviato a successivi provvedimenti dell'Autorità, previa consultazione degli *stakeholder* interessati, le ulteriori disposizioni regolatorie finalizzate all'attuazione di quanto previsto dal DM n. 224/2023 e non di immediata attuazione del medesimo decreto ministeriale;
- verificato positivamente le "Modalità di acquisizione dei dati di misura per l'emissione delle garanzie di origine per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili" trasmesse dal GSE all'Autorità nel mese di ottobre 2023;
- disposto, nel caso si rendessero necessarie ulteriori modifiche o integrazioni alle "Modalità di acquisizione dei dati di misura per l'emissione delle garanzie di origine per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili" o alle "Procedure concorrenziali per l'assegnazione delle garanzie di origine nella disponibilità del GSE" predisposte dal GSE o al "Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine" predisposto dal GME, che:
 - il GSE e il GME procedano autonomamente alla pubblicazione dei rispettivi documenti aggiornati, previa informativa all'Autorità, qualora le modifiche e/o integrazioni apportate derivino da disposizioni normative e/o regolatorie vincolanti;
 - il GSE e il GME, nel caso di modifiche e/o integrazioni diverse da quelle di cui al precedente alinea (ivi incluse le modifiche di cui all'art. 5, comma 3, del DM n. 224/2023 relative alla definizione delle regole di funzionamento della bacheca informatica), trasmettano all'Autorità le proposte di modifica alla documentazione di propria competenza, ai fini della verifica;

- la verifica di cui al precedente alinea sia demandata al Direttore della Direzione Mercati Energia e al Direttore della Direzione Investimenti e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, ciascuno per le disposizioni di propria competenza.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

Anche sulla base degli esiti della ricognizione effettuata alla fine dell'anno 2022 inerenti a quadro di riferimento e scenari nei quali si inserirà la progressiva decarbonizzazione dei consumi, tramite pubblicazione del documento di consultazione 449/2022/R/eel, a novembre 2023 l'Autorità ha pubblicato un secondo documento di consultazione, 540/2023/R/eel, mirato a presentare le proposte di nuove Iniziative regolatorie a supporto delle trasformazioni attese nel sistema energetico nazionale.

Prima di presentare le proposte, il documento definisce obiettivi e vincoli dell'azione regolatoria, evidenziando come questi siano fortemente condizionati dal quadro normativo nel quale si opera (in modo particolare, ma non esclusivo, dalle disposizioni del decreto legislativo n. 199/2021 e del Regolamento europeo AFIR⁵). Principali obiettivi sono:

- A) assicurare lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche ed evitare inefficienze sistemiche di lungo termine;
- B) rimuovere eventuali ostacoli di natura regolatoria ad un'eletrificazione dei consumi mirata alla decarbonizzazione.

Con l'intento di chiarire il significato dell'obiettivo A, il documento si sofferma nel descrivere il rischio che uno sviluppo non razionale delle infrastrutture per l'eletrificazione dei consumi (pompe di calore, *cold ironing*⁶ portuale e stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, sia in luoghi privati sia in luoghi accessibili al pubblico) possa indurre investimenti inefficienti per l'estensione e il potenziamento delle reti elettriche (soprattutto di distribuzione) con cui tali stazioni vengono connesse: tali inefficienze sarebbero ad esempio visibili in un alto numero di nuovi punti di connessione (PoD), caratterizzati da potenze disponibili medio-alte e da fattori di utilizzo elettrici⁷ molto bassi (stimabili tra il 4% e l'11%, a fronte di valori medi dei PoD esistenti di pari potenza compresi tra il 25% e il 45%).

Al fine di contrastare tali rischi, il documento illustra quali si ritiene siano i principali aspetti che, combinati tra loro, influenzano l'efficienza complessiva di utilizzo delle reti elettriche:

- l'efficienza energetica del carico (infrastruttura o apparecchio connessi alla rete elettrica);
- il fattore di utilizzo elettrico (FUE) della connessione;
- la distribuzione dei prelievi di elettricità nelle ore della giornata o nei giorni della settimana;
- la capacità di integrazione tra infrastrutture di elettrificazione e generazione locale anche in autoconsumo;
- l'effettiva capacità dei carichi di offrire alla rete servizi di flessibilità;
- la localizzazione dei carichi e, conseguentemente, dei punti di connessione.

5 Regolamento (UE) 1804/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE.

6 Con il termine "*cold ironing*" ci si riferisce alle infrastrutture elettriche installate sulle banchine portuali per soddisfare i fabbisogni elettrici delle navi durante le soste in porto.

7 Il fattore di utilizzo elettrico (o FUE) è definito come il rapporto tra l'energia prelevata (kWh) e la potenza disponibile (kW), in percentuale annua.

Nella seguente tavola 3.11 vengono schematizzate le principali proposte di sviluppo della regolazione, tese al perseguimento dell'obiettivo B.

TAV. 3.11 *Proposte formulate nel documento 540/2023/R/eel*

RICARICA IN LUOGHI ACCESSIBILI AL PUBBLICO	
Codice	Descrizione
RPubb-1	Per 2024-2025: proroga dell'attuale tipologia contrattuale BTVE dedicata alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico (in termini di requisiti, struttura tariffaria e modalità di calcolo)
	Da 2025-2026: integrazione dei requisiti di accesso alla BTVE (per garantire un uso più efficiente delle reti) e introduzione di una struttura tariffaria bioraria o trioraria
RICARICA IN LUOGHI NON ACCESSIBILI AL PUBBLICO	
Codice	Descrizione
RPriv-1	Sperimentazione 541/2020/R/eel: riapertura della possibilità di aderire nel corso del 2024 e rivalutazione per il seguito, in base agli sviluppi tecnologici e di mercato
Tipo-1	Introduzione di una nuova tipologia contrattuale dedicata ai PoD realizzati nelle pertinenze dell'abitazione principale
Tipo-2	Introduzione di migliorie nella definizione delle tipologie contrattuali domestica (limitandone l'accesso alle persone fisiche e a impegni di potenza non superiori a 15 kW) e BTAU
ALTRE APPLICAZIONI	
Codice	Descrizione
RPriv-2	Da 2025-2026: introduzione di una nuova tipologia contrattuale con struttura tariffaria bioraria in potenza (la cui applicazione ad un PoD sarebbe alternativa rispetto alla partecipazione ai mercati della flessibilità)

Fonte: ARERA.

Il 29 dicembre 2023 l'Autorità ha adottato la delibera 634/2023/R/eel, primo provvedimento frutto della consultazione 540/2023/R/eel, con la quale ha disposto di:

- prorogare fino al 31 dicembre 2025 l'applicazione dei criteri sperimentali di gestione dei misuratori elettronici installati presso i punti di prelievo che hanno già aderito alla sperimentazione 541/2020/R/eel e, dal 15 febbraio al 31 dicembre 2024, riaprire i termini per l'adesione di nuovi clienti;
- dare mandato al Direttore della Divisione Energia per costituire e coordinare tavoli tecnici, che coinvolgano i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica, a cui affidare la valutazione approfondita degli aspetti applicativi funzionali all'evoluzione sia delle discipline tariffarie sia delle iniziative sperimentali già avviate o a ulteriori iniziative tra quelle già oggetto di consultazione.

Relativamente alla disciplina tariffaria applicabile ai punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, la delibera 616/2023/R/eel ha prorogato la tipologia contrattuale BTVE nella sua forma attuale, ma la già citata delibera 28 dicembre 2023, 634/2023/R/eel, ha ritenuto di prevedere che, con successivo provvedimento, vengano introdotti aggiornamenti nella definizione di tale tipologia contrattuale e nelle strutture tariffarie applicabili ai punti di prelievo che ad essa afferiscono, nonché che tali aggiornamenti entrino in vigore gradualmente nel corso dell'anno 2025 e possano risultare pienamente attuative dal 1° gennaio 2026.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Come illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 541/2020/R/eel l'Autorità ha promosso, tra il 2021 e il 2023, un'iniziativa sperimentale tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di aver installato in casa una "wallbox smart" (cioè un piccolo sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera).

Sulla base dei dati e delle informazioni rese note dalla società GSE, incaricata della gestione operativa della sperimentazione:

- moltissimi costruttori di dispositivi per la ricarica di veicoli elettrici hanno dimostrato interesse, registrando i propri prodotti nel catalogo dei dispositivi "smart" messo a disposizione online sul sito del GSE, che è arrivato a censire alcune centinaia di modelli;
- la spesa aggiuntiva legata ai requisiti *smart* risulta molto modesta, poiché il costo medio rilevato dal GSE per l'installazione di questo tipo di dispositivi appare del tutto confrontabile con quello tipicamente necessario per l'installazione di un dispositivo ordinario;
- malgrado quest'ampia scelta di dispositivi *smart* sul mercato, solo poco più di 2.000 automobilisti elettrici hanno formulato richiesta di adesione a tale sperimentazione, nel corso dei 24 mesi intercorsi tra il 2 maggio 2021 e il 30 aprile 2023 (ultime data utile per l'adesione); si tratta di un numero inferiore allo 0,5% del numero di veicoli elettrici (BEV o PHEV) circolanti a inizio 2023.

Tra le ragioni alla base di una tale ridotta adesione alla sperimentazione si possono menzionare almeno le seguenti:

- insufficiente fiducia maturata dai clienti nell'utilità di installare una *wallbox* per garantire una ricarica del proprio veicolo sicura, potente ed efficiente;
- in alcuni casi, *wallbox* non *smart* già installata e costo eccessivo per la sostituzione con modello *smart*;
- difficoltà, dichiarata da diversi clienti, di disporre della dichiarazione di conformità dell'impianto elettrico, rilasciata da un installatore professionale a seguito del collaudo del dispositivo di ricarica;
- possibile insufficiente attività di comunicazione tesa a rendere nota la disponibilità di tale sperimentazione.

Sperimentazioni per servizi ancillari globali

I progetti pilota relativi alla fornitura di servizi ancillari globali da parte di risorse diffuse iniziate negli anni scorsi, di cui alla delibera 300/2017/R/eel, proseguiranno secondo le modalità previste per ciascuno di essi e si esauriranno con l'entrata in vigore del Testo integrato per il dispacciamento elettrico (TIDE), come sopra richiamato, ossia dal 1° gennaio 2025. È fatta eccezione per il progetto pilota relativo all'approvvigionamento del servizio di riserva ultrarapida che perdurerà fino a scadenza dei contratti a termine già approvvigionati. Dal 2025 le risorse rientranti nelle UVAM dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ) di cui al TIDE.

I progetti pilota proseguono, comunque, nel loro percorso di continuo aggiornamento e evoluzione. Con la delibera 3 agosto 2023, 366/2023/R/eel, sono state approvate alcune modifiche al progetto pilota UVAM relativa alla determinazione del fabbisogno, al prezzo *strike* cui le UVAM selezionate a termine devono presentare le offerte sul mercato dei servizi, sulle modalità di verifica dell'obbligo di offerta e sui requisiti di affidabilità delle UVAM stesse. Con la delibera 24 ottobre 2023, 484/2023/R/eel, sono state approvate le modalità di coordinamento dinamico fra Terna e le imprese distributrici per la gestione della fornitura dei servizi ancillari globali da parte delle risorse connesse con le reti di distribuzione: è introdotta una logica a semaforo con la quale il DSO può inibire, del tutto o in parte, le movimentazioni delle risorse connesse con la propria rete in caso di criticità dell'esercizio della rete locale. Le nuove modalità sono già compatibili con le disposizioni in materia già previste nel TIDE e, di fatto, ne costituiscono una sperimentazione anticipata che consentirà di testarne l'efficacia.

Sperimentazioni per servizi ancillari locali

Con la delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione relativa all'approvvigionamento da parte delle imprese distributrici di servizi di flessibilità offerti dalle risorse connesse con le reti di distribuzione, da attuarsi tramite progetti pilota proposti direttamente dalle imprese distributrici e sottoposti all'approvazione dell'Autorità. Le imprese distributrici, nella redazione dei progetti, sono invitate a coordinarsi fra loro, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo di servizio, e con Terna, al fine di evitare che una risorsa fornisca la stessa modulazione sia per i servizi ancillari globali sia per i servizi ancillari locali.

Nel 2023 sono stati presentati all'Autorità due progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali:

- e-distribuzione ha presentato il progetto Edge che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Piclo già utilizzata con successo per gli stessi scopi nel mercato britannico;
- Areti ha presentato il progetto RomeFlex che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Mercato locale per la flessibilità (MLF) appositamente predisposta da GME come strumento aperto alla partecipazione di tutte le imprese distributrici interessate.

Entrambi i progetti partono con la selezione delle offerte tramite contratti a termine di durata variabile e finalizzati ad assicurare la disponibilità delle risorse di flessibilità in un certo numero di ore predefinito nell'arco del giorno. La remunerazione avviene tramite un prezzo di disponibilità in €/MW/anno correlato all'effettiva disponibilità richiesta alla risorsa e tramite un prezzo di utilizzo in €/MWh legato all'effettiva movimentazione attivata dall'impresa distributtrice.

Il progetto RomeFlex prevede anche una fase successiva in cui abbinare alla selezione a termine un mercato a pronti in cui l'impresa distributtrice può selezionare tramite meccanismi di mercato (e non con attivazione diretta come nella prima fase del progetto o come avviene nel progetto Edge) le risorse da attivare in tempo reale, in funzione del costo offerto dalle stesse. Le risorse contrattualizzate a termine hanno l'obbligo di offrire su tale mercato a un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato in fase di selezione a termine; al mercato possono partecipare anche risorse non inizialmente contrattualizzate a termine.

L'Autorità ha approvato il progetto Edge con la delibera 3 agosto 2023, 365/2023/R/eel, e il progetto RomeFlex con la delibera 3 agosto 2023, 372/2023/R/eel. Con quest'ultimo provvedimento sono stati altresì approvati il regolamento della piattaforma MLF predisposto da GME e la bozza di convenzione tipo fra GME e DSO. Infine, con la delibera 26 settembre 2023, 420/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato i corrispettivi proposti da GME per la partecipazione dei BSP e dei DSO alla piattaforma MLF.



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Nel 2022, accertata la sovrastima dei prelievi provvisori invernali del bilancio di trasporto rispetto a quelli effettivi, l'Autorità è intervenuta in tema di *settlement* gas dando mandato al Responsabile del bilanciamento di tenere conto di una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i *city gate* e della loro compensazione nell'ambito dell'art. 16 del TISG. Pertanto, con la delibera 12 gennaio 2023, 4/2023/R/gas, è stato comunicato a Snam Rete Gas, in qualità di RdB, il nulla osta, per quanto di competenza, a procedere all'applicazione della procedura predisposta ai fini dell'applicazione di quanto soprarichiamato. Inoltre, è stato prorogato fino al 31 gennaio 2023 il termine di cui al punto 1 della delibera 29 dicembre 2022, 745/2022/R/gas, ossia, in deroga a quanto disciplinato dalla delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, la sospensione temporanea dei procedimenti di interruzione della fornitura per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale, alla luce di quanto stabilito dal comma 25 dell'art. 1 della legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) e del margine economico esistente.

Con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato delle modifiche al comma 14-bis.2 del TIVG, prevedendo l'estensione agli *smart meter* di classe G4 e G6, a partire dal 1° aprile 2023, della frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori. Con il documento per la consultazione 21 marzo 2023, 114/2023/R/gas, l'Autorità ha, pertanto, presentato i propri orientamenti circa le modalità di gestione del passaggio di trattamento degli *smart meter* gas di classe G4 e G6 da MY (frequenza di rilevazione inferiore alla mensile) a MM (frequenza di rilevazione mensile), ai fini del *settlement*, proponendo l'adozione per i PdR messi in servizio da più di 12 mesi, cui è associato un profilo di prelievo con componente termica e secondo un percorso di adozione graduale con intervallo temporale ottobre 2023-aprile 2024, caratterizzato dalla seguente gradualità:

- a decorrere dal 1° ottobre 2023 per i PdR con CA_{PdR} maggiore di 3000 Smc, come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° gennaio 2024 per i PdR con CA_{PdR} minore di 3000 Smc e maggiore di 500 Smc, sempre come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° aprile 2024 per i rimanenti PdR con componente termica.

Inoltre, è stato proposto che, a decorrere da gennaio 2024, in presenza di uno *switching* che comporti la variazione dell'UdB, il SII metta a disposizione dell'UdD, ed eventualmente dell'UdB, secondo modalità e tempistiche definite dal SII medesimo, i dati di misura relativi agli ultimi 12 mesi dei PdR dagli stessi serviti sulla base delle relazioni di corrispondenza. Infine, è stato prospettato che siano le imprese di distribuzione ad aggiornare l'informazione del passaggio di trattamento nell'RCU entro i termini utili per la gestione della medesima da parte di UdD e UdB e, comunque, non oltre il 15 del mese antecedente il passaggio di trattamento.

Con la delibera 18 aprile 2023, 170/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni volte al superamento di alcune criticità emerse con riferimento:

- a) ai corrispettivi di scostamento, in esito alla sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2021;
- b) all'allocazione di prelievi di molto superiori (relativamente a quelli oggetto di profilazione in quanto rilevati con una frequenza inferiore a mensile) a quanto effettivamente prelevato dai clienti finali e, di conseguenza, fatturato dai fornitori.

In particolare, con riferimento alla precedente lettera a) si è ritenuto opportuno prevedere che le istanze di revisione dei corrispettivi di scostamento fossero accolte nella misura in cui erano riconducibili ad errori di allocazione riconoscibili dall'impresa di trasporto; pertanto, con la suddetta delibera è stato comunicato a Snam Rete Gas il nulla osta, per quanto di competenza, a procedere all'applicazione della procedura allegata al provvedimento (allegato A), con riguardo solo ai casi in cui l'allocato totale sul punto di riconsegna della rete di trasporto risultasse superiore alla capacità tecnica del punto medesimo. Con riferimento alla precedente lettera b), l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere quanto stabilito dalla delibera 13 dicembre 2022, 688/2022/R/gas, ai periodi compresi tra gennaio-settembre 2022 e aprile-settembre 2023, prevedendo di compensare il netto tra l'importo da ricevere e l'importo da restituire da parte di ciascun utente, considerando anche quanto si sarebbe dovuto eventualmente restituire per il periodo ottobre 2022-marzo 2023 e senza prevedere versamenti dall'utente nel caso in cui tale netto risulti negativo.

Infine, con l'obiettivo di garantire una liquidazione il più possibile tempestiva delle partite determinate in esito alla sessione di aggiustamento 2021, è stato previsto, in deroga a quanto indicato dal TISG, di dare mandato a: (i) CSEA di corrispondere a Snam Rete Gas, in qualità di RdB, entro il 30 aprile 2023, l'importo di 466.045.152,01 euro; (ii) Snam Rete Gas di corrispondere a CSEA, entro il 30 aprile 2023, l'importo di 46.092.273,39 euro.

Con il documento per la consultazione 25 luglio 2023, 351/2023/R/gas, l'Autorità ha illustrato le modifiche e/o le integrazioni al TISG necessarie all'accoglimento di una proposta avanzata in risposta al documento per la consultazione 114/2023/R/gas. Nello specifico, la gran parte dei soggetti che ha preso parte alla consultazione ha sollecitato misure di sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento e dei rischi che il passaggio di trattamento pone in capo agli UdB. Un utente ha formulato al riguardo una proposta di maggior dettaglio che prevede l'estensione ai PdR MM delle modalità di gestione dei PdR MY ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento. Il documento per la consultazione 351/2023/R/gas sviluppa proprio quest'ultima proposta, in quanto ritenuta idonea a risolvere le criticità segnalate dagli utenti e ad agevolare, quindi, il passaggio di trattamento degli *smart meter* gas di classe G4 e G6 da MY (frequenza di rilevazione inferiore alla mensile) a MM (frequenza di rilevazione mensile), consentendo una più tempestiva contabilizzazione dei prelievi misurati già nella sessione di bilanciamento.

Con la delibera 19 settembre 2023, 405/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni funzionali alla liquidazione agli utenti delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento relativa all'anno 2022 con riferimento alle compensazioni di cui all'art. 24 del TISG, qualora positive rispetto a quanto già erogato ai sensi della delibera 688/2022/R/gas, come risultanti dalla pubblicazione effettuata da Snam Rete Gas ai sensi del comma 33.2, lettera b), del TISG il 28 settembre 2023, tenendo conto delle richieste di rettifica pervenute entro il giorno 22 settembre; è stato, altresì, dato mandato a Snam Rete Gas di procedere all'eventuale conguaglio delle partite economiche una volta determinati gli esiti definitivi delle procedure di *settlement*, unitamente alla regolarizzazione degli altri corrispettivi di competenza. Inoltre, è stato stabilito che l'RdB comunichi all'Autorità gli importi oggetto di liquidazione entro il 4 ottobre 2023 per i seguiti di competenza nei confronti di

CSEA, nonché la pubblicazione dei documenti contabili ovvero delle informazioni funzionali alla regolazione delle partite economiche nei confronti degli utenti, relative agli importi di cui sopra, entro il 31 ottobre 2023. Infine, con la medesima delibera è stata prevista la non applicazione della delibera 170/2023/R/gas per il periodo gennaio-settembre 2022, in quanto le relative partite sono state ricomprese nella regolazione di cui alla delibera 405/2023/R/gas.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Al fine di favorire la conclusione di nuovi contratti sul mercato per i soggetti forniti nell'ambito del servizio di *default* trasporto e con l'obiettivo di limitare il rischio di un incremento del numero degli stessi, con la delibera 7 marzo 2023, 90/2023/R/gas, è stata prevista la proroga al 30 settembre 2023 delle disposizioni approvate con la delibera 13 ottobre 2022, 493/2022/R/gas, ossia:

- la possibilità di richiedere l'estensione mensile (modulazione solo in aumento) delle capacità conferite su tutti i punti di riconsegna della rete di trasporto in relazione a prelievi per i quali, diversamente, si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto;
- per i casi appena richiamati, cioè quelli per i quali si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto, che un nuovo utente possa subentrare con la medesima capacità conferita nel mese precedente, capacità che non potrà essere modulata in diminuzione, ma solo in aumento.

Inoltre, è prevista l'estensione della sospensione disposta con la delibera 21 ottobre 2022, 516/2022/R/gas, circa l'applicazione del comma 5.2 della delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas, che stabilisce che il prezzo giornaliero applicato agli utenti della distribuzione, ai fini dell'erogazione del servizio di *default* trasporto attivato per assenza di una relazione di corrispondenza valida, ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, sia maggiorato del 10% a decorrere dal primo giorno del terzo mese di erogazione del servizio.

Con la delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas, l'Autorità ha previsto una procedura armonizzata di conferimento delle capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche e utenze industriali attraverso l'adozione delle medesime modalità e tempistiche di conferimento, nonché dei medesimi prodotti. A tal fine, ha stabilito:

- l'estensione alle utenze industriali delle tempistiche e modalità di conferimento delle capacità infrannuali (prodotti mensili e giornalieri) già in vigore per le utenze termoelettriche (con decorrenza dal 1° ottobre 2023);
- la possibilità di richiedere conferimenti trimestrali sia per le utenze termoelettriche, sia per quelle industriali entro il 1° gennaio 2024, in ragione delle tempistiche necessarie per l'adeguamento dei sistemi informativi dell'impresa di trasporto propedeutici alla messa a disposizione di un nuovo prodotto;
- un coefficiente moltiplicativo per il prodotto trimestrale delle utenze termoelettriche pari a 1,85 (dando la possibilità ai soggetti interessati di inviare eventuali osservazioni su questo punto entro l'inizio dell'anno termico 2023-2024).

Infine, con la medesima delibera è stata aggiornata la pertinente regolazione, e in particolare:

- la delibera 17 luglio 2002, 137/02 per tener conto dei nuovi conferimenti infrannuali presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche e utenze industriali;
- la delibera 249/2012/R/gas per coordinare le tempistiche di attivazione del servizio di *default trasporto*, nei casi di richiesta di discatura per inadempimento del cliente finale nei punti di riconsegna che alimentano utenze termoelettriche ed utenze industriali, con quelle di richiesta e decorrenza dei conferimenti mensili di capacità.

Con la delibera 3 agosto 2023, 375/2023/R/gas, al fine di mitigare gli impatti finanziari in capo all'impresa maggiore di trasporto derivanti dalla sottoscrizione di piani di rateizzazione di importi connessi all'erogazione del servizio di *default trasporto* con riferimento agli anni termici 2021 - 2022 e 2022 - 2023, in considerazione della loro entità e della situazione di eccezionalità del mercato del gas naturale in cui tali importi sono maturati, l'Autorità ha previsto che: (i) l'impresa maggiore di trasporto, previa specifica istanza a CSEA, dandone comunicazione all'Autorità e trasmettendo la documentazione riepilogativa, possa richiedere mensilmente l'anticipazione degli importi relativi alle rate non ancora scadute, al netto degli interessi applicati; (ii) CSEA provveda ad erogare gli importi di cui al precedente alinea entro il mese successivo a quello di ricevimento dell'istanza utilizzando le disponibilità del Conto oneri per il servizio di *default trasporto* di cui all'art. 6 della delibera 12 settembre 2012, 363/2012/R/gas; (iii) l'impresa maggiore di trasporto versi l'importo di ciascuna rata a CSEA entro il mese successivo a quello di scadenza della medesima rata. Inoltre, è stato previsto di definire con successivo provvedimento, tenendo conto delle disposizioni in materia di interessi di mora contenute nel Codice di rete, le modalità di gestione delle differenze fra gli interessi riconosciuti a CSEA da Snam Rete Gas e quelli applicati da Snam Rete Gas agli utenti.

Con la delibera 7 settembre 2023, 393/2023/R/gas, aderendo a quanto indicato nella comunicazione trasmessa dal Ministero delle imprese e del made in Italy, l'Autorità ha previsto che il servizio di *default trasporto* nei confronti della società Acciaierie d'Italia (AdI) fosse erogato fino al 30 settembre 2023, in deroga al termine di sessanta giorni stabilito dalla delibera 249/2012/R/gas, purché puntualmente rispettati dalla medesima società i pagamenti delle fatture per il servizio usufruito.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 444/2023/R/gas, sono stati introdotti ulteriori elementi di flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno. In particolare, è stata prevista:

- la possibilità per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, in servizio di *default trasporto* attivo al 1° ottobre 2023, di notificare l'avvenuta conclusione del contratto di fornitura e di richiedere la necessaria capacità di trasporto tramite conferimento straordinario da concludersi entro il 18 ottobre 2023;
- in relazione ai punti di riconsegna della rete di trasporto presso clienti finali serviti dal servizio di *default trasporto* nel corso dell'anno termico 2023-2024, inclusi quelli individuati al punto precedente, la possibilità per l'utente che ne assume la fornitura con contratti di fornitura, che terminano nel corso del medesimo anno termico e non vengono rinnovati, di chiedere l'estinzione anticipata del conferimento annuale di capacità di trasporto, versando all'impresa di trasporto un "corrispettivo per l'estinzione anticipata" pari al costo residuo della capacità annuale conferita.

Con la delibera 10 ottobre 2023, 447/2023/R/gas, è stato dato mandato: (i) a CSEA affinché corrisponda a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, entro il 31 ottobre 2023, l'importo di 1.379.227.608,88 euro

a valere sul Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema di *settlement* gas; (ii) all'RdB di trasmettere a CSEA, entro il 16 ottobre, una comunicazione con il dettaglio delle partite secondo le modalità operative già in vigore tra le parti. Inoltre, al punto 4 della medesima delibera è stato stabilito che CSEA e l'impresa maggiore di trasporto trasmettano all'Autorità una proposta per l'implementazione della delibera 3 agosto 2023, 375/2023/R/gas, e il suo coordinamento operativo con il meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento di cui all'art. 10 della delibera 249/2012/R/gas nei termini di cui in motivazione.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 483/2023/R/gas, è stato dato mandato a CSEA e Snam Rete Gas di attuare quanto contenuto nella proposta trasmessa ai sensi del soprarichiamato punto 4 della delibera 447/2023/R/gas, in quanto ritenuto coerente con i principi della regolazione approvata in materia dall'Autorità.

Con il documento per la consultazione 12 dicembre 2023, 588/2023/R/gas, è stata prospettata l'introduzione in Italia di una *Neutrality Charge* per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022. In particolare, nel medesimo documento per la consultazione se ne prospettava l'applicazione a decorrere dal 1° aprile 2024, presso tutti i punti di uscita della rete di trasporto nazionale, inclusi i punti di interconnessione con l'estero, sul modello della *Neutrality Charge* tedesca.

Accesso al servizio di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero

Il 30 dicembre 2022 è entrato in vigore il regolamento del Consiglio 2576/2022 (di seguito in questo paragrafo: regolamento) finalizzato alla promozione di misure temporanee per contrastare le conseguenze sui mercati dell'energia del conflitto tra Russia e Ucraina (il regolamento aveva una validità di un anno). L'art. 14 del suddetto regolamento prevede l'introduzione (a decorre dal 31 marzo 2023) di un nuovo meccanismo temporaneo di gestione delle congestioni contrattuali di tipo *use-it-or-lose-it* su base mensile da applicare presso i punti di interconnessione (IP) della rete di trasporto europea. Il medesimo articolo lascia la possibilità alle Autorità di regolazione nazionali, a seguito di una valutazione del proprio TSO, di derogare dalla suddetta disposizione, purché sia implementato almeno uno dei seguenti meccanismi:

- *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead* in linea con le disposizioni di cui al regolamento (UE) n. 459/2017 e all'allegato I del regolamento (UE) n. 715/2009, come emendato dalla decisione della Commissione europea del 24 agosto 2012 (c.d. regolamento CMP – *Congestion Management Procedures*);
- un sistema di *oversubscription and buy-back* in linea con il regolamento CMP, che offra almeno il 5% di capacità supplementare in relazione alla capacità tecnica nel pertinente punto di interconnessione;
- l'offerta, come minimo, della capacità inizialmente non designata su base *day-ahead* e *within-day*, da assegnare come capacità interrompibile.

Alla luce di quanto sopra e tenuto conto della valutazione presentata da Snam Rete Gas (che evidenziava la non necessità di introdurre il nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni in quanto i meccanismi in vigore nella regolazione nazionale rappresentano già degli strumenti efficaci per intercettare e risolvere eventuali problemi di congestione contrattuale presso i punti di interconnessione tra la rete nazionale di trasporto e gli altri sistemi europei), l'Autorità, con la delibera 28 marzo 2023, 126/2023/R/gas, ha deciso di avvalersi della facoltà di deroga prevista dal sopra richiamato art. 14.

Con la delibera 26 settembre 2023, 421/2023/R/gas, è stata aggiornata la disciplina (contenuta nella delibera 137/02) in materia di richiesta di accesso alla capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera. Più precisamente, i punti interessati dall'aggiornamento sono stati quelli di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia). Per tali punti, così come già previsto per i punti di entrata interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea (Tarvisio, Gorizia e Melendugno) e con la Svizzera (Passo Gries), è stato disposto il possesso dell'autorizzazione all'importazione rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di cui all'art. 3, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164), non più in sede di presentazione di un'offerta di acquisto di capacità, ma successivamente ai fini dell'utilizzo della capacità conferita.

TAP

La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (Arera), Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico/economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di smc/anno. Successivamente al 2013 la normativa europea si è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocatione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari). Nel suddetto quadro, su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Con la delibera 27 giugno 2023, 287/2023/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato le "*Market test Guidelines 2023*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale relative allo sviluppo del gasdotto TAP. Tali *Guidelines* seguono gli stessi principi delle precedenti procedure di offerta di capacità incrementale.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 438/2023/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la "seconda fase vincolante"¹ del *Market test* per il gasdotto TAP avviato nel 2021. La *Project Proposal*, in particolare, descrive essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare e i parametri economici.

1 Con la delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas, l'Autorità congiuntamente con le Autorità di Grecia e Albania, ha approvato la "*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2021 incremental capacity process October 2022*" relativa alla prima fase vincolante del *Market test* di TAP avviato nel 2021. La medesima *Project proposal*, infatti, prevedeva la possibilità per i TSO di organizzare una seconda fase vincolante per l'offerta della capacità non assegnata nella prima fase vincolante, fino al raggiungimento della massima espansione del gasdotto.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Con la delibera 28 febbraio 2023, 72/2023/R/gas, sono state approvate le disposizioni in tema di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, prevedendo modifiche e/o integrazioni alla delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, al TIVG e alla RTTG. Nello specifico, sono state confermate le proposte illustrate nel documento per la consultazione 18 ottobre 2022, 502/2022/R/gas, ossia che ai clienti finali i cui consumi non sono rilevati con dettaglio giornaliero sia attribuita una capacità convenzionale giornaliera (che non viene, quindi, più richiesta esplicitamente dall'utente del trasporto) sulla base degli allocati comunicati dal Gestore del SII ai fini delle sessioni di bilanciamento, oggetto successivamente di conguaglio nell'ambito delle sessioni di aggiustamento e i relativi costi siano coperti mediante un corrispettivo unico a livello nazionale. A tali capacità, conferite su base giornaliera, si applicano corrispettivi di capacità di trasporto che tengono conto di un coefficiente moltiplicativo definito dalla medesima delibera, che ha di conseguenza aggiornato anche i corrispondenti costi di trasporto riconosciuti nell'ambito delle condizioni di tutela.

È stato stabilito, inoltre, che il Gestore del SII e l'RdB individuino e implementino le necessarie modifiche ai flussi informativi esistenti e procedano all'implementazione di nuovi scambi di informazioni se necessari, in ottica di massima collaborazione secondo tempistiche coerenti con l'entrata in vigore del provvedimento.

Da ultimo, con la delibera 25 luglio 2023, 334/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni funzionali all'avvio della suddetta riforma del conferimento di capacità. Nello specifico, alla luce di alcuni punti di attenzione rappresentati dagli operatori, sono state definite norme di prima applicazione, nonché disposizioni funzionali a consentire la rettifica delle capacità attribuite sulla base delle corrispondenti correzioni effettuate sui dati di prelievo risultanti dalle procedure di *settlement*.

A tal fine, è stato dato mandato al Gestore del SII di pubblicare tutte le informazioni del processo, eventuali specifiche tecniche e le relative tempistiche in tempo utile per l'entrata in vigore delle medesime. Inoltre, è stato previsto il mandato alle imprese di trasporto di individuare modalità di gestione delle garanzie a copertura dei corrispettivi di trasporto in caso di attivazione dei servizi di ultima istanza nell'ambito delle procedure di aggiornamento dei propri codici o condizioni generali di servizio.

Infine, è stato previsto che il Gestore del SII, entro il mese di marzo 2024, con competenza dal bilancio di febbraio 2024, provveda al perfezionamento del criterio – utile alla correzione dei prelievi anomali – introdotto con la delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas, che prevede il confronto fra il prelievo calcolato e un valore di riferimento determinato in base alla portata massima del gruppo di misura del PdR.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al Delta^{IO}

Con la delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas, l'Autorità, ha aggiornato ed integrato (anche alla luce di alcune segnalazioni ricevute dagli utenti) la disciplina introdotta con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas, in materia di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla formazione del c.d. *delta in-out*, ovvero della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (di seguito: *city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione. Nello specifico,

sono stati chiariti alcuni aspetti implementativi della delibera 386/2022/R/gas, tra i quali per esempio: la non necessità di ricostruire i volumi sottratti a seguito di un prelievo fraudolento già nel momento della denuncia; il tipo di discrezionalità in capo alle imprese di distribuzione nel decidere quali azioni intraprendere per recuperare il valore del gas sottratto; inoltre, è stata prevista la prima applicazione del meccanismo di responsabilizzazione in relazione al triennio di riferimento costituito dagli anni 2020, 2021 e 2022, in esito alla sessione di aggiustamento pluriennale che si terrà nell'anno 2024 ovvero utilizzando gli esiti fisici di quest'ultima. Successivamente, ai sensi del comma 8.1 della delibera 386/2022/R/gas, il secondo triennio di riferimento sarà il 2021-2023 e l'eventuale penalità associata al meccanismo sarà calcolata sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2023 e degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2022 e 2021. Infine, a seguito dell'approvazione della RTTG 2024-2027, con la delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas, è stata aggiornata la modalità di valorizzazione del parametro α (utilizzato per il calcolo della penale) fissandolo pari alla media sui tre anni dei valori riconosciuti dalla regolazione tariffaria per il conguaglio delle partite relative al GNC per ciascun anno di competenza contenuto nel triennio di riferimento.

Con il documento per la consultazione 5 dicembre 2023, 573/2023/R/gas, l'Autorità (sempre a seguito di alcune segnalazioni ricevute, di carattere innovativo rispetto alla disciplina già prevista dalla delibera 386/2022/R/gas) ha prospettato alcune modifiche e integrazioni al meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione di cui alla sopra richiamata delibera 386/2022/R/gas relative alla ripartizione della penalità tra imprese di distribuzione interconnesse. La delibera 386/2022/R/gas prevede che la ripartizione venga effettuata dall'impresa di distribuzione di riferimento sulla base della misura di interconnessione e in assenza di tale misura, sulla base del numero di punti di riconsegna (PdR) serviti da ciascuna impresa interconnessa. È stato rilevato che tale criterio non terrebbe conto della composizione delle utenze in termini di entità di volumi attribuiti a ciascun PdR e potrebbe comportare una penalizzazione non coerente con l'effettiva *performance* dell'impresa di distribuzione. Con il documento per la consultazione 573/2023/R/gas, in particolare, l'Autorità ha prospettato che il calcolo della ripartizione della penalità tra imprese interconnesse, in assenza di una misura di interconnessione, sia effettuato dal responsabile del bilanciamento sulla base dei volumi risultanti dalle sessioni di aggiustamento e che i dati necessari al responsabile del bilanciamento siano resi disponibili dal Sistema informativo integrato (SII), che già dispone dei dati di *settlement* di tutte le imprese di distribuzione. In tale scenario, il SII dovrebbe trasmettere gli esiti distinti per imprese di distribuzione e il responsabile del bilanciamento dovrebbe tener conto delle correzioni effettuate ai sensi della delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas (che garantisce all'utente di rettificare in sede di bilancio del trasporto i prelievi anomali emersi dalle aggregazioni effettuate dal SII), inglobando anche le informazioni detenute dalle altre imprese di trasporto.

Accesso al servizio di stoccaggio

Il regolamento (UE) n. 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022, al fine di far fronte alla crisi innescata dal conflitto tra Russia e Ucraina, ha definito dei livelli minimi obbligatori di riempimento degli stoccaggi di gas europei prevedendo la possibilità per gli Stati membri di adottare una serie di misure per raggiungere i suddetti livelli di riempimento.

In ottemperanza alle sopra richiamate disposizioni, sono state introdotte anche in Italia delle misure per far fronte alle conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina. Tra le varie misure, i decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022 hanno affidato, rispettivamente, al responsabile del bilanciamento (di seguito:

RdB) e al Gestore dei servizi energetici (di seguito: GSE) il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (di seguito: STUI). Tali decreti, inoltre, hanno disciplinato le modalità con cui è reso disponibile lo stoccaggio di ultima istanza da parte dell'RdB e del GSE, prevedendo che l'Autorità ne salvaguardi l'equilibrio economico-finanziario.

Con la delibera 12 gennaio 2023, 3/2023/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri funzionali all'attuazione per il 2023 dello STUI da parte del responsabile del bilanciamento, in linea con le indicazioni fornite dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con la comunicazione 29 dicembre 2022.

Con la delibera 9 marzo 2023, 93/2023/R/gas, l'Autorità, su indicazione del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha chiesto alle imprese di stoccaggio di rendere disponibili agli utenti i seguenti servizi con lo scopo di preservare le giacenze disponibili e facilitare il nuovo ciclo di riempimento degli stoccaggi per l'inverno 2023-2024:

- servizio di riempimento in controflusso, che prevede la disponibilità di capacità di iniezione nella fase di erogazione 2022-2023, associata ad una corrispondente capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024;
- servizio di giacenza residua, che prevede l'allocazione di capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e di corrispondente capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta, o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024.

Con la medesima delibera, inoltre, sono stati approvati i criteri per la definizione dei prezzi di riserva dei sopra richiamati servizi ed è stata infine confermata per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024, in deroga alla regolazione vigente e in continuità con quanto disciplinato per il precedente anno termico dello stoccaggio (sempre al fine di favorire il riempimento degli stoccaggi), la non applicazione agli utenti dei costi relativi ai consumi tecnici delle imprese di stoccaggio. Tali costi sono stati coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio di cui all'art. 28 del RAST².

Con il decreto 31 marzo 2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/2000) confermando in generale l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio e introducendo ulteriori disposizioni per tener conto della crisi russo-ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali. In attuazione delle suddette disposizioni, l'Autorità, con la delibera 4 aprile 2023, 150/2023/R/gas, ha completato il quadro generale delle regole applicabili ai servizi di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024, definendo, tra le altre cose, i prezzi di riserva per tutte le capacità oggetto di conferimento.

In tema di incentivazione, con delibera 26 settembre 2023, 419/2023/R/gas, l'Autorità ha eccezionalmente ammesso al regime di incentivazione, limitatamente alle capacità allocate dalla società Stogit fino al 31 marzo 2023, i proventi derivanti dall'allocazione di capacità di iniezione associate al servizio di riempimento in controflusso con erogazione nell'anno termico 2023-2024. Tale eccezione è stata riconosciuta in ragione degli indubbi

2 "Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale", allegato A alla delibera dell'Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

vantaggi al sistema del gas determinati dalla tempestività di riscontro alle esigenze di mantenimento del gas in stoccaggio poste dalla situazione contingente del sistema.

Con la delibera 19 dicembre 2023, 605/2023/R/gas, l'Autorità ha definito i prezzi di riserva per l'allocazione delle capacità di stoccaggio ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 31 marzo 2023.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Nel corso dell'anno 2023 è entrato in esercizio il nuovo terminale di rigassificazione gestito dalla società Snam FSRU Italia, inizialmente ubicato nel porto di Piombino. L'impianto del tipo FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm³. Con la delibera 31 gennaio 2023, 28/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di Piombino. Con successiva delibera 14 febbraio 2023, 55/2023/R/gas, relativamente alla medesima procedura di primo conferimento, l'Autorità ha approvato una correzione tecnico-operativa apportata al termine ultimo di scarica e funzionale alla scarica di navi di maggiori dimensioni. Infine, con la delibera 2 marzo 2023, 85/2023/R/gas, l'Autorità ha previsto che gli operatori assegnatari di capacità presso il terminale di Piombino potessero richiedere l'applicazione dei corrispettivi di rigassificazione e di trasporto approvati dall'Autorità nell'ambito della regolazione tariffaria in luogo dei corrispettivi definiti nella procedura approvata con la delibera 31 gennaio 2023, 28/2022/R/gas.

Con delibera 4 aprile 2023, 144/2023/R/gas, l'Autorità, anche al fine di favorire l'incremento delle disponibilità di gas in sostituzione del gas di provenienza russa, ha modificato i commi 5.2 e 5.7 del TIRG per consentire l'offerta di prodotti di capacità pluriennali comprendenti anche l'anno termico successivo a quello di conferimento; ha, inoltre, previsto disposizioni relative alle modalità e ai prezzi di offerta della capacità di rigassificazione pluriennale offerta sulla base delle manifestazioni di interesse pervenute per i terminali OLT Offshore LNG Toscana e FSRU Italia di Piombino.

Con delibera 27 giugno 2023, 288/2023/R/gas, l'Autorità ha aggiornato i parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione. Ha, inoltre, previsto che i corrispettivi di assegnazione della capacità di rigassificazione negoziati nelle procedure di conferimento di prodotti di durata annuale o superiore includano i costi di capacità di trasporto valutati sulla base dei corrispettivi di trasporto associati alla capacità di rigassificazione annuale già approvati al momento del conferimento; ferma restando la possibilità per i soggetti assegnatari delle capacità di richiedere l'applicazione dei corrispettivi che saranno approvati annualmente dall'Autorità ai sensi della regolazione tariffaria dei servizi di trasporto.

Con delibera 19 settembre 2023, 406/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le modifiche del regolamento GME della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) necessarie all'attivazione del nuovo comparto gestionale della PAR, che si aggiunge a quelli già esistenti per ciascuno dei terminali di rigassificazione attivi sul territorio nazionale, nell'ambito del quale verranno svolte le aste e le procedure *first come first served*, per l'allocazione della capacità resa disponibile presso il nuovo terminale di Piombino gestito dalla società Snam FSRU Italia.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo n. 164/2000, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2023, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con delibera 28 marzo 2023, 127/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di Rete del gasdotto TAP in materia di implementazione di un meccanismo di *use-it-or-lose-it* di breve termine per la gestione delle possibili congestioni e per il *procurement* di "gas operativo";
- con delibera 4 aprile 2023, 144/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione del terminale OLT Offshore LNG Toscana relativa alla semplificazione delle operazioni di scarica per volumi maggiori a 155.000 mc/di e alla riduzione degli oneri a carico degli utenti della rigassificazione derivanti dalla presentazione di garanzie finanziarie a copertura delle obbligazioni contrattuali per i conferimenti pluriennali;
- con delibera 27 giugno 2023, 285/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato lo schema di Codice di rigassificazione presentato da Snam FSRU Italia ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000;
- con delibera 27 giugno 2023, 286/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione presentata dal Terminale GNL Adriatico con la quale sono state integrate nel contratto per la capacità regolata le condizioni risolutive funzionali al conferimento della capacità incrementale;
- con la delibera 26 settembre 2023, 418/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento dei Codici di rete di Società Gasdotti Italia e di Snam Rete Gas relative al recepimento di quanto previsto dalla delibera 147/2019/R/gas, come successivamente modificata ed integrata con le delibere 555/2022/R/gas, 72/2023/R/gas e, da ultimo, con la delibera 334/2023/R/gas, a seguito di un articolato processo di consultazione. A seguito del processo di consultazione condotto dalle due imprese di trasporto, Snam Rete Gas ha precisato nella proposta trasmessa all'Autorità che:
 - l'aggiornamento relativo alla copertura delle obbligazioni derivanti dall'erogazione del servizio non sarà introdotto prima dell'anno termico 2024-2025;
 - considererà il possesso di un adeguato livello di *rating* creditizio ai fini della determinazione dell'importo oggetto della garanzia;
 - prevederà la possibilità per l'utente di presentare una garanzia nella forma di *parent company guarantee*.Con riferimento a quanto indicato al comma 2.1 della delibera 334/2023/R/gas, Snam Rete Gas ha previsto nella proposta presentata all'Autorità un prolungamento del tempo a disposizione per l'adeguamento delle garanzie prestate in caso di perdita dei requisiti in relazione agli impegni conseguenti all'attivazione del servizio di fornitura di ultima istanza, portandolo da sette a quattordici giorni. Infine, la delibera 26 settembre 2023, 418/2023/R/gas, ha precisato che la clausola di esclusione della responsabilità non possa essere invocata dall'impresa di trasporto per fatto imputabile alla medesima impresa o per accertata riconoscibilità in concreto dell'errore, pena la violazione della regolazione del servizio e degli obblighi di diligenza e correttezza, cui l'esercente è tenuto nell'adempimento alla regolazione e all'esecuzione del rapporto contrattuale coi propri utenti;

- con delibera 17 ottobre 2023, 469/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di modifica del Codice di rigassificazione del Terminale GNL Adriatico che introduce il servizio di *virtual liquefaction* e misure per l'ottimizzazione della capacità conferita; inoltre, con il medesimo provvedimento sono stati approvati i corrispettivi per i servizi di flessibilità offerti dal terminale;
- con la delibera 21 novembre 2023, 528/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmesso dalla società Snam Rete Gas in recepimento della delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas e di alcune disposizioni delle delibere 555/2022/R/gas, 30 marzo 2023, 139/2023/R/gas e 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas;
- con la delibera 28 dicembre 2023, 627/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Ital Gas Storage funzionale a rendere più flessibili i servizi offerti.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 16 maggio 2023, 211/2023/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 12 dicembre 2023, 587/2023/R/gas, sono stati approvati il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2024.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 30 novembre 2023, 563/2023/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) che prevede un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura

Qualità del servizio di trasporto del gas

Con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT).

Con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, l'Autorità ha adottato la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità. Con tale delibera l'Autorità, tra l'altro, ha disposto modifiche della RQTG 5PRT, escludendo da essa le disposizioni ricomprese nell'ambito della regolazione del servizio di *meter reading*, in particolare con riferimento allo standard sul tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura.

Con la delibera 28 settembre 2023, 433/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche alla RMTG al fine di adeguare la regolazione ad alcune criticità emerse nell'implementazione del riassetto del servizio, prevedendo in particolare: a) la decorrenza dell'applicazione dell'indicatore C, relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas (GC/AQ – gascromatografo/analizzatore di qualità), dal 1° gennaio 2026; b) uno specifico livello di servizio dell'indicatore D, relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali non è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas, per gli impianti soggetti a metrologia legale, nelle more di un auspicato intervento normativo che estenda la possibilità, anche per gli impianti soggetti a metrologia legale, di aggiornamento del dato di qualità da remoto; c) deroghe all'applicazione dell'indicatore E relativo alla *rangeability* dei misuratori con riferimento a specifiche configurazioni impiantistiche, quali le stazioni di rifornimento di gas metano per autotrazione e gli impianti presso punti di riconsegna c.d. ad antenna e a tampone; d) l'introduzione di un tetto al prezzo del gas rilevante nella determinazione dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio, pari a 30 €/MWh. Con la medesima delibera sono state contestualmente approvate le proposte di modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas e di SGI, coerenti con le suddette modifiche.

Con la delibera 617/2021/R/gas l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) evidenziando, con riferimento alla qualità del servizio di trasporto, l'opportunità di valutare le eventuali esigenze di aggiornamento della regolazione in vigore nel 5PRT. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 451/2023/R/gas, l'Autorità ha sottoposto a consultazione gli orientamenti per la qualità del servizio di trasporto nel 6PRT. Con la delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (2024-2027, RQTG 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, prevedendo in particolare:

- in materia di odorizzazione, di aggiornare il Piano di odorizzazione annualmente, invece che semestralmente, e rimandare ad un successivo specifico provvedimento la valutazione di una eventuale segnalazione al Parlamento e al Governo sulla necessità di un riordino normativo in materia;

- in materia di emissioni, che le imprese di trasporto pubblichino la metodologia utilizzata per la stima delle perdite in un'apposita sezione del proprio sito internet;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgano le altre imprese di trasporto, di promuovere un'attività di definizione di un insieme di requisiti tecnici e prestazionali per l'identificazione univoca delle caratteristiche di una rete idonea al trasporto di idrogeno, anche sulla base della metodologia *Asset Health* sviluppata ai sensi della delibera 195/2022/R/gas;
- con riferimento ai criteri di regolazione della continuità del servizio, di invitare l'impresa maggiore di trasporto a valutare una semplificazione della procedura di adesione e attivazione del servizio di fornitura alternativo tramite carro bombolaio, tenendo conto delle informazioni minime necessarie per garantire il servizio alternativo preventivamente;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di condurre una consultazione sul possibile funzionamento di un meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulla *customer satisfaction*, unitamente agli strumenti attraverso cui l'impresa di trasporto intende raccogliere il gradimento per il servizio erogato, nonché sull'utilità, percepita dagli utenti, dell'integrazione di tale meccanismo incentivante nel quadro regolatorio.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

Avvio di procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relative ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017

Con la delibera 28 marzo 2023, 123/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, n. 9607/2022, un procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017 con riferimento a 24 impianti che distribuiscono gas nelle località ricadenti nelle Regioni Sicilia, Piemonte, Liguria interessate dagli esiti dell'indagine dell'allegato A alla delibera 9 ottobre 2018, 494/2018/E/gas³, riservandosi contestualmente di rivalutare le delibere 21 dicembre 2021, 596/2021/R/gas, e 2 agosto 2022, 383/2022/R/gas, con le quali aveva rispettivamente annullato e sospeso la determinazione dei premi e delle penalità relativi agli anni 2018 e 2019. Il termine del procedimento è stato esteso al 28 febbraio 2024 per alcune difficoltà di carattere informatico; la delibera di conclusione del procedimento è stata approvata il 27 febbraio 2024 (delibera 57/2024/R/gas).

Modifiche alla RQDG in materia di obblighi del servizio di misura del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas prevede che l'impresa di distribuzione, relativamente ad ogni punto di riconsegna attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, sia

³ Recante "Chiusura dell'indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità 177/2016/E/GAS e 220/2017/R/GAS, relativamente ai dati e alle informazioni comunicati all'Autorità dalle società Italgas e Napoletanagas".

tenuta a garantire almeno una lettura con esito positivo. Nel caso di mancato rispetto di tale obbligo, l'impresa distributrice nell'anno successivo è tenuta (comma 91.2) a sostituire i misuratori tradizionali con misuratori di tipo *smart*, garantendone la messa in servizio.

Con delibera del 28 dicembre 2023, 636/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto delle integrazioni agli artt. 91 e 92 della RQDG in tema di obblighi del servizio di misura del gas naturale finalizzati all'aumento della disponibilità della lettura con esito positivo. In particolare, la delibera prevede che, dal 1° gennaio 2024, l'impresa non sia tenuta all'obbligo di cui al comma 91.2 qualora abbia raggiunto un livello di messa in servizio di *smart meter* gas di classe G4-G6 pari al 90% nell'anno precedente.

Completamento della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

Con le delibere 4 maggio 2023, 180/2023/R/gas, e 20 giugno 2023, 270/2023/R/gas, ha determinato i premi e le penalità per l'anno 2019 per alcuni impianti sospesi e ha proceduto alla rideterminazione dei premi e delle penalità per gli anni 2014-2018 in esito alla conclusione degli approfondimenti previsti dalla medesima delibera 383/2022/R/gas.

Nel corso del 2023 non è stato possibile procedere alla determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione gas nel 2020, primo anno del periodo di regolazione 2020-25, per difficoltà di carattere informatico.

Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale

Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, e in particolare nella *Relazione Annuale* del 2023 cui si rimanda per maggiori dettagli, con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l'Autorità ha ridefinito gli *output* attesi e le *performance* del servizio di misura erogato per mezzo di *smart meter*, a valere dal 1° aprile 2023. Le principali modifiche hanno riguardato la messa in servizio, la frequenza di raccolta e la granularità temporale dei dati di misura e la frequenza di messa a disposizione agli operatori nonché il sistema degli indennizzi nei confronti dei clienti finali e dei venditori.

Con particolare riferimento alla ridefinizione degli indennizzi automatici nei confronti dei clienti titolari di punto di riconsegna dotato di *smart meter* con consumo annuo fino a 5.000 Smc, è stato disposto un ammontare unitario pari a 10 euro, nel caso la misura prevista (i.e. quella atta a rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno di gas del mese oppure, per gli *smart meter* di classe G4 e G6, la misura di uno dei primi tre giorni del mese successivo) non sia messa a disposizione del SII per tre mesi consecutivi (sei mesi nel caso di punti con consumi annui minori).

Con il medesimo provvedimento, al fine di tenere conto delle difficoltà nel perseguire gli obiettivi di raccolta della misura, è stato disposto di riconoscere alle imprese di distribuzione parte degli indennizzi erogati ai clienti mediante l'integrazione dell'ammontare di perequazione e l'introduzione della componente C_{IND} definita, al netto di un parametro incentivante (pari a 0,8), pari al minimo tra gli indennizzi effettivamente erogati ai clienti finali e un

valore di riferimento degli indennizzi ai clienti finali per ciascuna impresa. Tale valore di riferimento è pari a due indennizzi annui (uno per i punti con consumi minori) e tiene conto del numero di *smart meter* installato da ciascuna impresa e di un tasso fisiologico IF di insuccesso della telelettura, determinato sulla base dei dati richiesti dagli Uffici ad associazioni degli operatori.

In previsione delle attività necessarie al fine dell'erogazione della componente C_{IND} di nuova introduzione, gli Uffici dell'Autorità hanno convocato in data 20 dicembre 2022 un tavolo tecnico con le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, al fine di condividere alcuni orientamenti in merito alle modalità di raccolta dei dati necessari per il calcolo della componente nonché di valutare eventuali aggiornamenti dei tassi fisiologici di insuccesso di riferimento o del coefficiente incentivante e tenere conto del miglioramento progressivo tecnologico e delle *performance* del servizio di misura.

Nel periodo in esame, in esito al tavolo tecnico e tenendo conto delle osservazioni ricevute in tale ambito, con la delibera 21 febbraio 2023, 60/2023/R/gas, l'Autorità ha quindi definito i dati che ciascuna impresa di distribuzione deve raccogliere e comunicare annualmente a partire da quelli riferiti all'anno civile 2023, prevedendo a tale fine l'integrazione delle raccolte dati già in essere nell'ambito dei meccanismi di perequazione ai sensi del titolo 6 della RTDG 2020-2025 e mantenendone le modalità e le tempistiche ivi previste, ove applicabili, quindi dando implicito mandato a CSEA di prevedere le attività tecniche necessarie. Incontri con le associazioni degli operatori hanno nel frattempo permesso di valutare alcuni dati preliminari relativi ai primi mesi di attuazione della regolazione sopra richiamata, nella prospettiva degli effetti attesi della bonifica degli apparecchi con anno di fabbricazione fino al 2016.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Con la delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTTG 6PRT – 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024. In particolare, la delibera definisce:

- i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, inclusi i criteri di raccordo con la metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi;
- i criteri di incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale, introducendo in particolare in via sperimentale: un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate; un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel*; criteri di efficientamento dello sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- i criteri di determinazione delle partite a copertura di perdite di rete, autoconsumi, GNC, oneri ETS, introducendo in particolare una semplificazione della gestione delle partite economiche in corso d'anno che riduce le interazioni tra il responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) e Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA);
- i criteri di copertura dei costi relativi al servizio di misura del trasporto;
- i criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto, confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità (CWD) e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75;

- il livello dei moltiplicatori infrannuali, introducendo in particolare i moltiplicatori infrannuali trimestrali, mensili e giornalieri, ai punti di riconsegna che servono utenze industriali direttamente allacciati al trasporto;
- i criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto, confermando l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali, quest'ultima espressa in euro/PdR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura.

Con delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 6PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2024.

Con riferimento ai procedimenti per ottemperare a sentenze definitive della giustizia amministrativa intervenute in materia di tariffe per il servizio di trasporto del gas:

- con il documento per la consultazione 41/2023/R/gas, l'Autorità ha presentato gli orientamenti per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022 in materia di misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, di cui al DL n. 83/2012; con la delibera 19 settembre 2023, 410/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto la conclusione del procedimento senza adottare le misure di economicità prospettate nel DCO 41/2023/R/gas: ciò anche in ragione del sopravvenuto DL n. 69/2023, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano", il quale ha abrogato il comma 2-*bis* dell'art. 38 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83;
- con delibera 2 marzo 2023, 70/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza n. 8523/2022 del Consiglio di Stato, finalizzato in particolare a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/2000, e a introdurre, eventualmente, un'apposita disciplina tariffaria volta a colmare tale lacuna. Con il DCO 424/2023/R/gas l'Autorità ha illustrato gli orientamenti per ottemperare alla sentenza n. 8523/2022 del Consiglio di Stato, nonché alla sopravvenuta sentenza n. 7386/2023 recante analoghe statuizioni, con riferimento al periodo transitorio (2018-2019).

Tariffe per il servizio di stoccaggio del gas

Con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, è stata approvata la Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTSG 5PRS – 2020-2025), vigente dal 1° gennaio 2020.

Con delibera 14 giugno 2022, 255/2022/R/gas, l'Autorità ha provveduto a individuare la Commissione indipendente di esperti per la verifica delle prestazioni di stoccaggio del giacimento di Cornegliano Laudense della società Italgas Storage, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, definendone l'ambito di attività e i relativi compensi. Tenuto conto degli esiti delle valutazioni della Commissione, con la delibera 9 maggio 2023, 197/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per adottare misure idonee a garantire la coerenza tra il livello di servizio reso e il livello di remunerazione riconosciuta, con riferimento al giacimento di Cornegliano Laudense. Con la delibera 25 luglio 2023, 337/2023/R/gas, l'Autorità ha chiuso il procedimento

prevedendo, a fronte della riduzione delle prestazioni riscontrata sul giacimento e tenuto conto dello specifico quadro regolatorio applicabile ai sensi della delibera 182/2015/R/gas:

- il riconoscimento dell'incentivo ridotto, pari a 0,25 €/smc/g per unità di punta di erogazione, alla stregua di quanto previsto per i nuovi operatori di stoccaggio di cui al comma 7.2, lettera a), della delibera 182/2015/R/gas che non rispettano la soglia di ammissibilità al meccanismo incentivante;
- l'applicazione del tasso di remunerazione previsto dalla regolazione *pro tempore* vigente per il servizio di stoccaggio;
- il riconoscimento della prima quota dell'incentivo, a decorrere dall'anno 2023, nell'ambito delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi 2023.

Con la delibera 3 agosto 2023, 379/2023/R/gas l'Autorità ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi al 2024 e rilasciato il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi del 2022, ai sensi della delibera RTSG 5PRS. Con la stessa delibera sono state apportate alcune modifiche alla RTSG; in particolare, sono stati esplicitati alcuni adempimenti informativi a sostegno degli investimenti di sostituzione di infrastrutture di stoccaggio esistenti, normalmente richiesti dal responsabile del procedimento nella prassi istruttoria maturata negli ultimi anni.

Tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL

Con la delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), decorrente dal 1° gennaio 2024: nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 49/2023/R/gas, con cui ha sottoposto a consultazione gli orientamenti sui predetti criteri di regolazione tariffaria. Con la delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027). La delibera, in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente, stabilisce:

- di rimandare le valutazioni circa l'applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi del TIROSS (allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com) al periodo regolatorio successivo, allineando tuttavia fin dal 6PR GNL:
 - durata del periodo di regolazione (pari a 4 anni);
 - modalità di determinazione del capitale circolante netto (in via parametrica);
 - modalità di attivazione dei meccanismi di gestione delle incertezze relative ai costi operativi (Y-factor, con soglia minima pari allo 0,5% dei costi operativi riconosciuti);
- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto:
 - escludendo le immobilizzazioni in corso dal capitale investito riconosciuto e prevedendo, al contempo, la possibilità di considerare negli incrementi patrimoniali gli oneri finanziari capitalizzati (IPCO), nei limiti di un tasso calcolato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4;
 - determinando gli ammortamenti riconosciuti nell'anno tariffario considerando gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente sulla base dei dati di preconsuntivo relativi al medesimo anno, successivamente conguagliati con dati di consuntivo;
 - introducendo un meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici, attraverso la mancata deduzione dei contributi ricevuti ai fini della valorizzazione degli ammortamenti, fino ad un valore pari al 10% del valore del contributo;

- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del costo operativo riconosciuto, determinato sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione nell'anno 2021 e considerando, ai fini della determinazione dei costi operativi per il 2024, anche eventuali costi emergenti nell'anno 2022;
- che le imprese di rigassificazione possano scegliere, all'inizio del periodo regolatorio e per tutta la durata dello stesso, se includere o meno i costi energetici per il funzionamento di base del terminale tra i ricavi di riferimento;
- di semplificare il meccanismo di conguaglio dei costi per l'approvvigionamento dei titoli ETS, per i consumi energetici per il funzionamento di base del terminale e per i consumi e le perdite della catena di rigassificazione;
- in relazione ai meccanismi di copertura dei ricavi di riferimento, qualora i ricavi effettivi eccedano il livello di ricavo riconosciuto, di applicare uno *sharing* dei ricavi a favore del sistema pari alla quota percentuale di ricavo soggetta a garanzia;
- di rimandare a ulteriori valutazioni, successive all'adozione dei criteri applicativi ROSS, l'eventuale estensione al servizio di rigassificazione delle modalità di trattamento di inflazione e deflazione.

Con la delibera 22 giugno 2023, 279/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie delle imprese di rigassificazione del GNL per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2024 e le proposte tariffarie del nuovo terminale di Piombino relative agli anni 2023 e 2024; ha inoltre disposto il rilascio del nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi e delle partite di conguaglio per l'anno 2022.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025, in vigore dal 1° gennaio 2023, in esito alle modifiche in materia di: definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/telelettura e concentratori, riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* di prima installazione dismessi anticipatamente, determinazione dell'acconto a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, misure di mitigazione derivanti da riduzioni dei punti di riconsegna, recepimento delle disposizioni di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 29 marzo 2022 e alla legge 5 agosto 2022, n. 118.

In materia di determinazioni tariffarie, con la delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2024. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. Con la stessa delibera è stato anche sanato un errore materiale rilevato nella tabella 5 della RTDG ed è stato prorogato al 31 dicembre 2024 il termine di conclusione del procedimento avviato con delibera 634/2021/R/gas.

Con la delibera 11 aprile 2023, 155/2023/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2021, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2023.

Con la delibera 11 aprile 2023, 156/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG.

Con la delibera 16 maggio 2023, 207/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2023, sono stati rideterminati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2023 e sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 per alcune località, al fine di sanare un errore materiale rilevato in seguito alla delibera 156/2023/R/gas, nonché rideterminati gli acconti di perequazione 2023 per due imprese, in accoglimento delle istanze di rettifica relative al mancato invio della richiesta di determinazione delle tariffe.

Con la delibera 25 luglio 2023, 338/2023/R/gas, a seguito dell'accettazione delle istanze di rettifica presentate dall'impresa S.I.DI.GAS, è stata approvata la rideterminazione del valore dell'importo di perequazione bimestrale d'acconto relativo al servizio di distribuzione di gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2023, precedentemente approvato con la delibera 29 dicembre 2022, 736/2022/R/gas.

Con la delibera 19 settembre 2023, 409/2023/R/gas, l'Autorità ha proceduto a rettificare gli errori di calcolo rilevati dalle sentenze TAR Lombardia nn. 407/2023, 630/2023, 1236/2023, 1689/2023, 1826/2023, a parziale ottemperanza delle medesime e nei limiti precisati nella parte di motivazione della suddetta delibera, rideterminando i valori dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2023, nonché i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari, rinviando la rideterminazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas per gli anni dal 2020 al 2022 all'esito dei giudizi d'appello.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 439/2023/R/gas, sono state approvate le rideterminazioni delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2014 al 2022, a seguito di: (i) correzione di errori materiali presenti nell'algoritmo di calcolo, (ii) nuovi dati comunicati ai sensi della determina DIEU 6/2022, (iii) nuovi dati comunicati per località interessate da unioni/separazioni.

Con la delibera 21 novembre 2023, 533/2023/R/gas, è stata approvata la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2022, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2023.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia 4/2023, in esecuzione del mandato previsto al punto 2 della delibera 737/2022/R/gas, sono state definite le modalità applicative del meccanismo di aggiustamento finalizzato a compensare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna nelle singole località previsto dall'art. 45 della RTDG.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 18 aprile 2023, 162/2023/R/gas, è stato fissato un nuovo termine di conclusione del procedimento avviato con delibera 114/2022/R/gas per la rideterminazione dei costi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, per gli anni 2011-2016 della società Italgas Reti.

Con la delibera 18 luglio 2023, 321/2023/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi annuali operativi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas naturale per l'anno 2020 e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'art. 31, comma 2, della RTDG 2020-2025.

Con la delibera 10 ottobre 2023, 449/2023/R/gas, sono state apportate correzioni e integrazioni alla RTDG relative alle modalità di applicazione e aggiornamento della componente a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura, nonché alle modalità di applicazione delle disposizioni di cui al comma 57.4 della RTDG relative al riconoscimento dei costi residui degli *smart meter* dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile, al fine di porre rimedio a errori materiali e a sviste tipografiche.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia 1/2023, in esecuzione del mandato previsto al punto 3 della delibera 737/2022/R/gas, sono state definite le modalità operative di dettaglio ai fini del riconoscimento dei costi residui degli *smart meter* installati fino al 2018 e dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile ai fini tariffari.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. In particolare, sono stati adottati:

- i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas naturale, comprese le reti di distribuzione;
- i criteri di semplificazione e aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano con le reti del gas naturale.

La delibera 220/2023/R/gas, che si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con delibera 22 marzo 2022, 122/2022/R/eel e ha fatto seguito al documento per la consultazione 423/2022/R/gas nel quale l'Autorità aveva illustrato i suoi orientamenti, contiene i criteri di seguito descritti.

In merito all'ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano con le reti del gas naturale, l'Autorità ha previsto che:

- l'impresa maggiore di trasporto:
 - pubblici, in coordinamento con le altre imprese di trasporto e le imprese di distribuzione, come documento complementare al Piano, un documento ricognitivo riportante la mappatura delle disponibilità

(attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione delle reti del gas nelle diverse aree del Paese e una stima della capacità di produzione di biometano;

- proceda, coinvolgendo il GSE, i produttori di biometano e le loro associazioni, all'elaborazione di stime sulle produzioni relative agli impianti di biometano, prospettando anche eventuali ipotesi di aggregazione ai fini dell'immissione in rete;
- sottoponga a consultazione con i soggetti interessati, secondo le modalità di cui alla delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, una procedura per integrare ed aggiornare le informazioni necessarie alla predisposizione del documento complementare al Piano e all'elaborazione delle stime sugli sviluppi potenziali della produzione di biometano;
- l'impresa maggiore di trasporto sottoponga a consultazione con i soggetti interessati, secondo le modalità di cui alla delibera ARG/gas 55/09, una procedura per l'individuazione delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas, comprese le reti di distribuzione, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, e che, nel rispetto del principio generale della *cost reflectivity*, induca i produttori a effettuare scelte efficienti di organizzazione e di localizzazione degli impianti di produzione; nell'ambito della medesima procedura devono essere definite le modalità con le quali, nel caso in cui un punto di immissione nella rete del gas sia condiviso da più impianti di produzione, si regolano i rapporti tra i produttori coinvolti, in particolare per quanto attiene alle modalità di comunicazione dei dati e alla ripartizione di oneri e responsabilità;
- la procedura di cui al precedente punto, una volta approvata dall'Autorità, venga applicata dall'impresa maggiore di trasporto, con il coinvolgimento del gestore della rete di distribuzione locale, preliminarmente a ciascuna richiesta di connessione degli impianti di produzione di biometano con la rete del gas, al fine di individuare, tra le diverse possibili configurazioni di connessione, quella caratterizzata da un minor costo infrastrutturale, applicando, ai fini delle valutazioni sulla stima dei costi di allacciamento, costi standard, secondo un prezzario pubblicato dall'impresa maggiore di trasporto, condiviso con le imprese di distribuzione;
- sia modificato l'allegato A alla delibera 468/2018/R/gas, al fine di prevedere che l'impresa maggiore di trasporto allegghi al Piano di sviluppo le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, contenenti una rappresentazione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento di allacciamento agli impianti di biometano.

In merito ai criteri di semplificazione e aggiornamento di modalità e condizioni per le connessioni di impianti di biometano con le reti del gas naturale, l'Autorità ha previsto di:

- permettere che il contenuto del mezzo di trasporto su strada del biometano, in forma liquefatta o gassosa, possa venire scaricato in più punti, a condizione che la quantità di biometano ammessa all'incentivo sia univocamente riconducibile alle quote prodotte dagli impianti di produzione, sulla base di specifiche procedure applicative predisposte e pubblicate dal GSE;
- in relazione all'esigenza di semplificare la normativa, abrogare la sezione II delle direttive connessioni, tenuto conto che non risultano impianti di produzione incentivati nel regime di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159;
- modificare la delibera ARG/gas 55/09, al fine di ricomprendere nel processo di consultazione per l'aggiornamento del Codice di rete anche le imprese di produzione e le loro associazioni;
- modificare le specifiche di qualità al fine di recepire l'aggiornamento della Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche del gas di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 maggio 2018 e prevedere che il perimetro di applicazione delle direttive connessioni venga esteso anche ad altre tipologie di gas rinnovabili, al termine del completamento del processo di definizione della normativa e della regolamentazione

tecnica in materia di sicurezza dell'impiego di gas combustibile, attualmente in fase di revisione da parte degli enti competenti.

Oneri generali di sistema per il settore gas

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti gas

Per quanto riguarda il settore gas, diversamente da quanto evidenziato nel paragrafo dedicato al recepimento e all'attuazione delle manovre a sostegno degli utenti elettrici illustrate nel Capitolo 3 del presente Volume, le componenti a copertura degli oneri generali sono state invece mantenute annullate fino alla fine del 2023. Ciò è stato stabilito:

- per il I trimestre 2023, dalla delibera 735/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2023;
- per il II trimestre 2023, dalla delibera 134/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 30 marzo 2023, n. 34;
- per il III trimestre 2023, dalla delibera 28 giugno 2023, 297/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 28 giugno 2023, n. 79;
- per il IV trimestre 2023, dalla delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 29 settembre 2023, n. 131.

Fino ad aprile del medesimo anno, è stata confermata anche la componente straordinaria, introdotta con la delibera 148/2022/R/gas a partire dal II trimestre 2022, di segno negativo all'elemento tariffario UG2c, da applicare agli scaglioni relativi ai consumi più bassi (fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/anno), di fatto uno sconto applicato a tutti gli utenti per piccoli consumi, sia del mercato libero, sia del mercato tutelato.

Tali manovre per il settore gas sono state finanziate tramite gli stanziamenti da parte del bilancio dello Stato stabiliti nei primi due trimestri del 2023.

Le disposizioni normative che hanno stabilito nuovi stanziamenti nel corso del 2023 per gli oneri generali del settore gas sono state, infatti, le seguenti:

- per il I trimestre 2023, la legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 15), che ha messo a disposizione 3.543 milioni di euro (di cui 3.043 per la componente straordinaria negativa UG2c);
- per il II trimestre 2023, il DL n. 34/2023 (cfr. art. 2, comma 5) che ha messo a disposizione 280 milioni di euro (di cui 160 per la componente straordinaria negativa UG2c nel solo mese di aprile).

Nella relazione 31 maggio 2023, 243/2023/I/com, di rendicontazione dell'utilizzo delle risorse stanziato dal Governo nel 2022 per fronteggiare gli effetti della crisi dei prezzi energetici, l'Autorità aveva anche messo in evidenza che, per l'anno 2023, con le risorse già stanziato per i primi due trimestri del 2023 si sarebbe dovuto avere un complessivo avanzo.

Gli oneri previsti per le manovre di annullamento degli oneri generali del settore gas del III e del IV trimestre 2023 sono stati, pertanto, posti in capo alle risorse già disponibili presso la CSEA. Inoltre, il DL n. 79/2023 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse al bilancio dello Stato, e il loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il III trimestre 2023, per 489,31 milioni di euro.

Nel settore del gas vanno anche ricordate alcune manovre previste dalla legge di bilancio, per complessivi 270 milioni (cfr. art. 1, commi 24 e 25), che, anche se non esplicitamente finalizzate all'annullamento degli oneri generali, hanno contribuito a finanziare il fabbisogno del Conto oneri per il servizio di *default* trasporto per l'anno 2023.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale (“imprese gasivore”)

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, in attuazione di quanto previsto dall'art. 21 della legge 20 novembre 2017, n. 167, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 (di seguito: DM n. 541/2021) recante “Rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale” (di seguito anche: “imprese gasivore”).

Con la delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui DM n. 541/2021. La delibera 541/2022/R/gas, dettaglia nell'allegato A che forma parte integrante e sostanziale della sopraccitata delibera, le disposizioni attuative valide sia per il periodo transitorio di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023, sia per la situazione a regime.

In attuazione della delibera 541/2022/R/gas, la CSEA ha attivato la raccolta delle dichiarazioni, per la sessione sia ordinaria, sia per suppletiva, e ha definito l'elenco delle imprese gasivore per l'anno 2023.

In coerenza con le delibere adottate che hanno previsto l'annullamento per tutti gli utenti gas delle componenti a copertura degli oneri generali, l'Autorità ha dato mandato alla CSEA di procedere, in via eccezionale per l'anno 2023, alle opportune modifiche alle “procedure gasivori” in merito all'esazione degli importi da versare in acconto e a saldo da parte delle imprese gasivore aventi classe di agevolazione VAL.x. In particolare, per ogni trimestre di annullamento degli oneri generali, l'Autorità ha provveduto a decurtare progressivamente le rate di versamento del livello minimo di contribuzione previsto in capo a tali imprese gasivore. Dal momento che l'annullamento degli oneri generali è stato applicato in tutti e quattro trimestri del 2023, le agevolazioni per imprese gasivore sono di fatto annullate e il contributo minimo da versare risulta nullo.

Con determinazione 29 settembre 2023, 2/2023 – DSME, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, per la competenza 2024 è stato stabilito il prezzo di riferimento del gas naturale di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del DM n. 541/2021, sulla base delle modalità di applicazione del prezzo di riferimento di cui alla delibera 541/2022/R/gas che prevede l'utilizzo dei prezzi medi delle rilevazioni Eurostat nonché il livello del contributo a carico delle imprese a forte consumo di gas naturale concernente la copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco per l'annualità di competenza 2024.

Piani decennali di sviluppo delle reti

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Con la delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas, è stata fissata al 31 dicembre 2023 la scadenza per la trasmissione all’Autorità dei Piani relativi all’anno 2023. Pertanto, nel corso del 2023 non vi sono state attività di valutazione dei Piani di sviluppo nazionali.

A inizio anno, con la delibera 21 marzo 2023, 108/2023/R/gas, in esito al processo di valutazione urgente avviato in sede di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2021 e 2022, e dopo una specifica consultazione pubblica che ha visto un’ampia partecipazione di *stakeholder*, l’Autorità ha espresso una valutazione positiva sull’intervento di sviluppo “Potenziamento per nuove importazioni da Sud” (c.d. “Linea adriatica”).

Coerenza con il Piano europeo di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale

Ai sensi dell’art. 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l’Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).

L’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia, ACER, è chiamata a valutare il TYNDP e a segnalare eventuali incongruenze tra le informazioni rese disponibili nel TYNDP e nei piani nazionali. Al fine di valutare il TYNDP 2022, ACER ha richiesto ai regolatori nazionali l’invio di commenti in merito ai propri progetti. In quest’ambito, l’Autorità ha provveduto a formalizzare e inviare i propri commenti sui progetti italiani inclusi nel TYNDP 2022 riguardanti sia i progetti gas tradizionali, sia i progetti idrogeno.

L’attività di ACER si è conclusa con la pubblicazione dell’Opinione ACER 06/2023 del 14 luglio 2023 sui progetti nel TYNDP e nei piani gas nazionali, in cui, riguardo ai progetti italiani, sono stati segnalati fra gli elementi più significativi:

- in relazione al progetto “Lucera – S. Paolo” di SGI, la necessità che il promotore del progetto fornisse analisi di sensitività ulteriori circa l’impatto di alcune variabili (principalmente, domanda di gas naturale compresso nei settori industriale e automobilistico) sui benefici totali di progetto;
- in relazione al progetto di metanizzazione della Sardegna, che i risultati positivi legati al progetto fossero unicamente da riferirsi al caso di sviluppo della infrastruttura di trasporto strettamente necessaria a connettere i terminali di rigassificazione ai principali bacini di consumo, senza quindi considerare la dorsale o i piccoli sviluppi finalizzati a servire zone isolate (possibilmente rifornibili tramite trasporto su gomma di gas naturale liquefatto).

Aggiornamento dei requisiti minimi per i piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Con la delibera 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 468/2018/R/gas e al relativo Allegato, in esito al procedimento avviato con delibera 470/2022/R/gas per dare attuazione alla sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato.

Con la delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas, recante disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, in applicazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, l'Autorità ha disposto alcune modifiche ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e per l'Analisi costi-benefici (ACB) degli interventi (cfr. allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e successive modifiche e integrazioni, c.d. requisiti minimi). In particolare, le integrazioni hanno previsto l'introduzione di:

- un allegato al Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale contenente le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, recante descrizione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento;
- un documento ricognitivo, complementare al Piano decennale di sviluppo dell'impresa maggiore di trasporto, contenente la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, che specifichi: (i) le aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, e (ii) le aree nelle quali l'allacciamento alla rete gas richiede opportuni sviluppi di rete.

Con la delibera 21 novembre 2023, 532/2023/R/gas, l'Autorità ha valutato e approvato le proposte di aggiornamento dei criteri applicativi dell'ACB presentate dall'impresa maggiore di trasporto, previa consultazione con i soggetti interessati, ai sensi del comma 6.2 della delibera 468/2018/R/gas, e contestualmente provveduto a modificarne i requisiti minimi per tenere conto delle proposte di modifica ai citati criteri applicativi dell'ACB avanzate dall'impresa maggiore di trasporto, delle osservazioni emerse in sede di consultazione e della necessità di progressiva convergenza tra metodologie per l'ACB del settore del trasporto gas e della trasmissione elettrica. Le principali modifiche introdotte hanno riguardato:

- la limitazione del beneficio relativo a costi di investimento evitati ai soli costi necessari per obblighi legislativi o autorizzativi;
- l'aggiornamento dei benefici B5 e B6 relativi alle emissioni climalteranti e non climalteranti;
- l'esplicitazione di alcuni effetti di trasferimento monetario derivanti dai progetti, e uscenti dal sistema energetico nazionale, di cui tenere conto, a completamento delle analisi monetarie e quantitative, pur non integrandoli nella ACB base;
- per gli interventi in fase di realizzazione, per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato, che siano già stati oggetto di una ACB in precedenti edizioni del Piano di sviluppo, e in relazione ai quali l'Autorità non abbia espresso una valutazione contraria o sospensiva, l'opportunità che possano essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente ACB, fornendo l'eventuale aggiornamento dei costi e degli indicatori sintetici di performance economica nell'ambito delle schede progetto.

Progetti pilota e sperimentazioni

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

In seguito all'approvazione del "Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale" (delibera 2 agosto 2022, 404/2022/R/gas) e alla correlata determina attuativa recante i necessari elementi procedurali e di contenuto tecnico (determina 20 dicembre 2022, n. 9/22, "Presentazione delle istanze di ammissione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale di cui alla delibera 404/2022/R/gas", di seguito: determina n. 9/22), nel corso dell'anno 2023 l'attività in materia di innovazione nel settore delle infrastrutture del gas naturale è proseguita con la trasmissione delle istanze progettuali da parte dei proponenti all'Autorità (sulla base di quanto previsto nella determina n. 9/22) e con la conseguente fase di valutazione delle istanze da parte dell'Autorità.

Con riferimento a detta attività istruttoria, la delibera 404/2022/R/gas ha previsto che la valutazione dovesse essere condotta dall'Autorità prevedendo che la Direzione DIEU (ora DINE), responsabile del procedimento, potesse eventualmente ricorrere al supporto di esperti tecnici di CIG, ENEA e RSE nell'ambito dei protocolli di intesa vigenti con l'Autorità ovvero a forme di collaborazione appositamente individuate.

All'Autorità sono pervenute n. 26 istanze progettuali da parte di 12 operatori, delle quali 11 appartenenti all'ambito progettuale 1⁴, 10 all'ambito progettuale 2⁵ e 5 all'ambito progettuale 3⁶.

I costi (intesi come costi richiesti, *ante* valutazione) c.d. *bau*⁷ ammontano a 4,284 milioni di euro mentre i costi c.d. innovativi⁸ ammontano a 51,662 milioni di euro; il valore complessivo del contributo richiesto è pari a 50,724 milioni di euro.

Secondo quanto previsto dall'allegato A alla delibera 404/2022/R/gas e in particolare nella relativa appendice 1, la valutazione delle istanze progettuali, ai fini della formazione della relativa graduatoria di merito, è basata sui punteggi assunti da 10 indicatori, ciascuno caratterizzato da un proprio peso; i 10 indicatori afferiscono a due macro-ambiti di valutazione: 1) la dimensione sperimentale dei progetti; 2) la dimensione prospettica dei progetti.

Il processo di valutazione è consistito nell'esame e nella valutazione della documentazione pervenuta secondo quanto previsto dalla regolazione di riferimento, e in particolare:

- valutazione di ciascuna istanza con riferimento al primo macro-ambito di valutazione, finalizzato alla valutazione della dimensione sperimentale delle sperimentazioni (indicatori: congruità del contributo richiesto, affidabilità, scalabilità, completezza e replicabilità delle soluzioni proposte);

4 Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti.

5 Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti.

6 Interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica.

7 Spese di capitale e operative relative ai progetti, per la parte relativa a soluzioni non innovative equivalenti.

8 Spese di capitale e operative relative agli elementi innovativi.

- valutazione di ciascuna istanza con riferimento al secondo macro-ambito di valutazione (indicatori: CO² equivalente evitata, emissioni inquinanti evitate, efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti, barriere normative, intersettorialità/potenzialità abilitanti).

Nel corso dell'istruttoria è emersa la necessità di richiedere approfondimenti ai proponenti su taluni progetti sotto il profilo della quantificazione degli indicatori c.d. ambientali (CO² equivalente evitata, emissioni inquinanti evitate, efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti).

A valle dell'esame delle integrazioni documentali fornite dai proponenti, il processo di valutazione è stato portato a termine con riferimento a tutte le istanze, in esito al quale sono risultati:

- cinque progetti non ammissibili alle sperimentazioni;
- ventuno progetti ammissibili alle sperimentazioni.

Per quanto concerne la verifica dei piani economico-finanziari presentati dai proponenti in relazione ai singoli progetti, è emerso che sette istanze progettuali riportavano una proposta economico-finanziaria pienamente ammissibile in relazione al contributo richiesto, mentre le restanti istanze presentavano delle richieste di contributo non integralmente ammissibili, con la conseguenza che il contributo erogabile da parte di Arera, a fronte delle ventuno istanze ammissibili al meccanismo incentivante, è risultato pari a 30,821 milioni di euro (inferiore pertanto al tetto massimo fissato, pari a 35 milioni di euro, nella delibera 404/2022/R/gas).

La delibera 12 dicembre 2023, 590/2023/R/gas, "Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale: approvazione della graduatoria di ammissione delle istanze alle sperimentazioni" descrive il processo di valutazione, identifica i progetti ammessi alle sperimentazioni e quantifica il contributo erogabile ai relativi titolari.

Dall'anno 2024 le sperimentazioni sono entrate pienamente nella fase applicativa.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2023 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000 e dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 16 maggio 2023, 208/2023/R/gas, 13 giugno 2023, 255/2023/R/gas, 10 ottobre 2023, 452/2023/R/gas, 5 dicembre 2023, 577/2023/R/gas, 12 dicembre 2023, 592/2023/R/gas e 19 dicembre 2023, 607/2023/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto

legislativo n. 164/2000, come successivamente integrato e modificato, rispettivamente con riferimento ai Comuni dei seguenti ambiti:

- Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo,
- Atem Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest,
- Atem Unificato Bologna 1 – Città e Impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia,
- Atem Unico della Provincia autonoma di Trento (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali),
- Atem Modena 2 – Sud,
- Atem Vicenza 2 – Nord-Est (per reti di proprietà degli enti locali).

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con la delibera 19 dicembre 2023, 608/2023/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del DM n. 226/2011, con riferimento all'Atem Unico della Provincia autonoma di Trento.

In data 11 maggio 2023, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2020, a seguito dell'emanazione della delibera 11 aprile 2023, 156/2023/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022.

In data 1° giugno 2023, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2021, a seguito dell'emanazione della delibera 16 maggio 2023, 207/2023/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023.

Con riferimento ai dati relativi alla quota parte soggetta a trasferimento oneroso, l'Autorità ha precisato che i valori resi disponibili sono rappresentativi dell'intero perimetro e pertanto, nei casi in cui ci sia l'intenzione da parte del Comune di alienare la propria porzione di rete secondo quanto previsto dall'art. 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, e che tale porzione sia stata ricompresa nei dati forniti dal gestore uscente nella quota soggetta a trasferimento oneroso, tali dati non sono utilizzabili per le valutazioni separate delle singole porzioni (quota gestore e quota comunale).

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 7 giugno 2023, 1/2023, sono stati aggiornati, per gli anni 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023, i valori di riferimento per il calcolo degli indici di cui all'allegato A alla delibera 414/2014/R/gas, rilevanti ai fini delle verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 19 giugno 2023, 2/2023, sono state emanate disposizioni per l'acquisizione della documentazione inerente ai procedimenti VIR-RAB, ai sensi delle previsioni della delibera dell'Autorità 714/2022/R/gas.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione dell'attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del DM n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1, sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2023, sono elencate le 69 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, relativi ai Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, nel regime ordinario accelerato per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'allegato A alla delibera 22 dicembre 2022, 714/2022/R/gas e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato A, per un totale di circa 1.467 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Di quest'ultimi, circa 670 Comuni sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità montana Valle Camonica	Brescia 1 – Nord-Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 – Nord
Comune di Reggio Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi
Provincia di Como	Como 1 – Triangolo Lariano e Brianza comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 – Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 – Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 – Nord
Città metropolitana di Venezia	Venezia 2 – Entroterra e Veneto orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 – Città e impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza e Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro – Urbino

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 – Sud-Est
Comune di Lucca	Lucca
Provincia di Cremona	Cremona 2 – Centro e Cremona – 3 Sud
Comune di Savona	Savona 2 – Nord-Est
Comune di Civitanova Marche	Macerata 2 – Nord-Est
Comune di Este	Padova 3 – Bassa Padovana
Comune di Cassano D'Adda	Milano 4 – Provincia Nord-Est
Comune di Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a Ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e Impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
Comune di Verbania	Verbano Cusio Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 – Lomellina Ovest
Comune di Potenza	Potenza 2 – Sud
Comune di Lovere	Bergamo 2 – Nord-Est
Comune di Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e Impianto
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di Romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Comune di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Comune di Como	Atem Como 2 – Como e Olgiatese
Comune di Vicenza	Atem Vicenza 1 – Città di Vicenza e Sud-Est
Comune di Foggia	Atem Foggia 2 – Sud
Comune di Campobasso	Atem Campobasso
Comune di Taranto	Atem Taranto
Comune di Asti	Atem Asti
Comune di Vercelli	Atem Vercelli
Comune di Mantova	Atem Mantova 1 – Città di Mantova e Nord-Ovest

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e dintorni a Est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud
Provincia di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Provincia di Savona	Atem Savona 1 Sud-Ovest
Comune di Ascoli Piceno	Atem Ascoli Piceno
Comune di Benevento	Atem Benevento
Provincia di Biella	Atem Biella
Terni Reti	Atem Terni
Comune di Enna	Atem Enna
Comune di Albano Laziale	Atem Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani
Comune di Rionero in Vulture	Atem Potenza 1 – Nord
Comune di Guidonia Montecelio	Atem Roma 3 – Valle del Tevere e del Tiburtino
Comune di Siena	Siena

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NELL'ENERGIA ELETTRICA
E NEL GAS**

SETTORIALE

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi, comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" denominato ROSS-base, e in esito ad un articolato processo di consultazione (si vedano i documenti per la consultazione 615/2021/R/com, 317/2022/R/com, 655/2022/R/com), l'Autorità ha pubblicato la delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com, con la quale ha approvato la parte I, relativa ai criteri comuni, e la parte II, relativa al ROSS-base, del *Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031* (TIROSS 2024-2031).

Con la delibera 163/2023/R/com l'Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal 2024, in concomitanza con l'inizio del sesto periodo di regolazione (6PR) per i diversi servizi. In particolare, la delibera 163/2023/R/com ha stabilito che i periodi regolatori specifici dei singoli servizi abbiano durata di quattro anni e, con riferimento all'impostazione generale del sistema tariffario, ha confermato l'approccio del *tariff decoupling*, che prevede che, per ciascun servizio infrastrutturale regolato, vengano definiti il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese e le tariffe rilevanti ai fini dell'uso delle infrastrutture, che per i servizi di distribuzione assumono la denominazione di tariffe obbligatorie. Il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese è garantito da appositi meccanismi compensativi, il cui gettito è coperto mediante componenti tariffarie, anche addizionali, per l'uso della rete.

Nell'approccio ROSS, gli incentivi all'efficienza sono calcolati in funzione della differenza tra la spesa totale di riferimento, o *baseline* di spesa totale, e la spesa totale effettiva. Il recupero di efficienza totale, ai fini della definizione degli incentivi all'efficienza, è ripartito, sulla base di coefficienti fissati *ex ante* dall'Autorità, in due quote, rappresentate dal recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa e dal recupero di efficienza totale allocato agli investimenti.

I recuperi di efficienza totale allocati agli investimenti sono ripartiti tra imprese e utenti del servizio sulla base di un coefficiente di *sharing* fissato dall'Autorità, che individua la quota delle maggiori/minori efficienze da trasferire agli utenti del servizio, pari al 70% per ciascun servizio infrastrutturale regolato; di conseguenza, viene lasciato alle imprese un coefficiente di incentivo pari al 30% delle maggiori/minori efficienze rispetto alla previsione di spesa.

Con riferimento agli incentivi alla gestione operativa, l'Autorità ha previsto la possibilità, per le imprese, di scegliere *ex ante* tra un'opzione a più alto potenziale di incentivo (SAP) e una a più basso potenziale di incentivo (SBP).

In ciascun anno del periodo di regolazione la spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è suddivisa in due quote, *slow money* e *fast money*, ed è pari alla somma della spesa effettiva totale e degli incentivi all'efficienza di cui sopra, legati sia agli investimenti sia alla gestione operativa.

La spesa totale di riferimento, o *baseline* di spesa totale, è pari alla somma tra *baseline* di spesa di capitale e *baseline* di costi operativi; relativamente a quest'ultima, sono stati introdotti opportuni meccanismi di gestione delle incertezze, sia per quanto riguarda eventi imprevedibili ed eccezionali e/o mutamenti del quadro normativo e variazioni degli obblighi relativi al servizio universale, sia per eventuali variazioni dei costi in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio, conseguenti agli investimenti.

La delibera 163/2023/R/com, infine, ha previsto che sia perseguito un percorso di allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, al fine di rendere sempre più omogeneo il quadro regolatorio di tali servizi e di evitare che differenze all'interno dello stesso possano influenzare l'allocazione del capitale ai diversi servizi. In particolare, sono stati definiti dei criteri generali per l'ammissibilità delle spese e dei principi generali per l'individuazione delle voci di costo operativo ammissibili ai riconoscimenti tariffari.

Approccio ROSS-base: modalità applicative per i singoli servizi infrastrutturali regolati

Il TIROSS prevede che la concreta applicazione dei criteri generali ai singoli servizi, con particolare riferimento ai parametri rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi ammessi dei gestori infrastrutturali, sia demandata alle specifiche regolazioni settoriali.

In tale ottica, nel documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/com, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per i quali è stato previsto l'avvio della regolazione ROSS-base a partire dall'anno 2024. In particolare, in tale documento sono state trattate le seguenti tematiche:

- perimetro di applicazione, allo scopo di definire le imprese soggette, l'anno di decorrenza e le attività considerate e di individuare le partite di costo escluse dall'applicazione dei criteri ROSS;
- criteri per la determinazione dei costi operativi effettivi e definizione dei costi operativi esclusi dalla *baseline* dei costi efficientabili;
- gestione dei recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*, allo scopo di definire i criteri di ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori/minori efficienze realizzate nel quinto periodo di regolazione (5PR) e i criteri di restituzione agli utenti delle maggiori efficienze realizzate nel 5PR;
- definizione dei criteri per la determinazione della *baseline* dei costi operativi, su base *ex ante* e su base *ex post*;
- definizione del menu degli incentivi per la quota del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa, in caso di scelta da parte delle imprese dell'opzione ad alto incentivo (SAP), e modalità di attivazione dello *Z-factor*;
- modalità di trattamento e aggiornamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, prospettando un trattamento in continuità con i criteri di regolazione *pro tempore* vigenti o, in alternativa, un trattamento semplificato di tali partite;
- trattamento delle immobilizzazioni in corso, ipotizzando criteri di remunerazione (decrescente) per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica e l'avvio di un'attività di monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica;
- criteri di allineamento tra la regolazione previgente e la regolazione basata sui criteri ROSS-base, prospettando l'allineamento del *lag* regolatorio degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale e

illustrando proposte in materia di trattamento delle dismissioni ai fini del riallineamento del *lag* regolatorio e di modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal *tariff decoupling*;

- criteri di aggiornamento per l'inflazione della *baseline* di costi operativi, *ex ante* ed *ex post*, e del capitale investito, attraverso il deflatore degli investimenti fissi lordi, anche in questo caso *ex ante* ed *ex post*.

Con la delibera 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com, l'Autorità, in esito alla consultazione 381/2023/R/com, ha approvato i criteri applicativi della regolazione ROSS per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e ha introdotto modifiche al TIROSS 2024-2031. In particolare, con tale delibera, l'Autorità ha previsto:

- l'applicazione dei criteri ROSS-base a tutte le imprese di trasporto, al gestore del sistema di trasmissione elettrica e alle imprese di distribuzione elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con decorrenza dall'anno 2024; l'attività di misura (ed eventuali ulteriori attività, quali il Piano di difesa e il dispacciamento per la trasmissione elettrica) viene considerata congiuntamente al rispettivo servizio regolato ai soli fini della determinazione delle efficienze conseguite; inoltre, con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, i criteri ROSS-base non trovano applicazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering 2G*;
- la determinazione della *baseline* dei costi operativi per il 2024 sulla base del livello dei costi effettivi dell'ultimo anno disponibile a consuntivo, come risultante dai Conti annuali separati (CAS) redatti ai sensi del TIUC, considerando quindi, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica, il 2022 come anno base, ed escludendo le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni del TIROSS, nonché le voci di costo incomprimibili;
- di applicare per il 2024 una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PR e di prevederne una graduale traslazione agli utenti nel corso del periodo regolatorio;
- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, la definizione della *baseline* di costi operativi su base unitaria (euro per punto di prelievo), per ciascuna impresa;
- di definire un incentivo all'efficienza per l'opzione SAP pari al 75% del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica delle maggiori/minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, con un *X-factor* pari a 0,5%, per i tre anni successivi a quello del conseguimento dell'efficienza; in caso di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo, viene lasciata in capo alle imprese una quota di minori efficienze pari al 50%;
- in relazione ai criteri di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi, che lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell'operatore, dimostrando la correlazione tra l'incremento dei costi operativi e la realizzazione di nuovi investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività, e individuando le variabili che consentano di misurare *ex post* lo strutturale incremento del perimetro delle attività svolte;
- la definizione *ex post* della *baseline* di spesa di capitale, sulla base della spesa di capitale effettiva;
- in relazione al trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, di determinare le componenti di ricavo a copertura dei costi di capitale in continuità con i criteri previgenti, non avvalendosi della possibilità, prevista dal TIROSS, di riconoscere tali partite in via semplificata;
- di allineare il *lag* regolatorio degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale a decorrere dal primo anno di applicazione dei criteri ROSS, con riferimento agli investimenti entrati in esercizio nell'anno 2024;
- la conferma di un criterio di incentivazione alla messa in esercizio degli investimenti per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, attraverso il riconoscimento di una remunerazione inferiore al WACC sulle immo-

bilizzazioni in corso, per un numero limitato di anni (4 o 6) dalla data in cui è stato sostenuto lo *spending*, superando il criterio di remunerazione decrescente; con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, la conferma di una remunerazione delle immobilizzazioni in corso ad un tasso pari al WACC, con l'attivazione di uno specifico monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso.

Con riferimento ai parametri tipici della regolazione ROSS, la delibera ha stabilito:

- che il coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza agli investimenti e alla gestione operativa siano rispettivamente pari a 0 e a 1, in considerazione del fatto che, nella fase attuale, le efficienze sono interamente riconducibili ai costi operativi;
- di definire tassi di capitalizzazione differenziati per impresa, utilizzando, ai fini della determinazione dei tassi per gli anni 2024 e 2025, la media dei tassi di capitalizzazione relativi al periodo 2021-2025 e prevedendo un meccanismo di *reopener*, nel corso dell'anno 2025, per i tassi di capitalizzazione relativi agli anni 2026 e 2027;
- che, sia ai fini della determinazione sia ai fini dell'applicazione del tasso di capitalizzazione, venga considerata la spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso;
- l'esclusione dalla spesa totale rilevante ai fini del tasso di capitalizzazione dei costi incomprimibili riconosciuti *on top* alla componente *fast money*, nonché delle componenti di ricavo riconosciute sulla base di specifici meccanismi tariffari.

La delibera 497/2023/R/com ha inoltre previsto specifiche disposizioni sul trattamento dell'inflazione, anche attraverso modifiche e integrazioni al TIROSS, e in particolare:

- ha confermato le disposizioni in materia di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi *ex ante*, attraverso il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, ed *ex post*, sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, dall'anno t-1 all'anno t, rilevato dall'Istat;
- ha confermato, ai fini della rivalutazione dei costi di capitale, l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi, precisando che:
 - ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, si considera, in via provvisoria, un deflatore con base 1 nell'anno t-1, tenendo conto dei valori del deflatore più aggiornati a disposizione e stimando i valori mancanti sui trimestri del medesimo anno t-1;
 - ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, il tasso medio di variazione del deflatore viene ricalcolato *ex post*, in modo omogeneo per tutti i servizi, sulla base dei valori effettivi del deflatore dell'anno t-1, pubblicati dall'Istat nei conti economici trimestrali più aggiornati a disposizione al momento della determinazione;
- prevede di considerare, in sede di prima applicazione per l'anno 2024, in ragione del mutato riferimento dei trimestri su cui si procede a calcolare la variazione del deflatore, anche la dinamica del deflatore realizzatasi nei trimestri dell'anno t-2 (2022) non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo).

Sulla base di quanto stabilito dalla delibera, gli operatori infrastrutturali hanno fornito gli elementi informativi utili sulla base di dati storici e valutazioni prospettiche, in merito ai parametri applicativi dei criteri ROSS-base, quali l'eventuale adesione all'opzione SAP, l'eventuale attivazione dello *Z-factor* e, per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, la proposta del tasso di capitalizzazione.

Con la delibera 497/2023/R/com, infine, sono state adottate misure per la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici elettriche, tramite l'unificazione dei perimetri di distribuzione e di misura nella

definizione delle tariffe di riferimento, la previsione che le tariffe di riferimento definitive siano definite in euro per punto di prelievo servito, senza differenziazione per tipologie contrattuali, e l'eliminazione, nell'ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica, sia a livello di tariffa di riferimento che di tariffa obbligatoria.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027) per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Coerentemente, i parametri comuni a tutti i servizi, la cui definizione è tipicamente basata su valutazioni di lungo periodo, sono stabiliti per tutta la durata del periodo di regolazione. I parametri maggiormente influenzati dal contesto macroeconomico sono invece stabiliti per il primo sub-periodo e successivamente aggiornati per il secondo sub-periodo. Al fine di considerare eventuali situazioni di rapida evoluzione del contesto macroeconomico, per tali parametri è inoltre previsto, almeno per il primo triennio, un meccanismo di aggiornamento annuale secondo una logica *trigger*, che prevede che l'aggiornamento annuale del WACC si attivi solo qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC pari ad almeno 50 punti base per almeno un servizio regolato. I parametri specifici di ciascun servizio seguono invece logiche di aggiornamento specifiche.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso di remunerazione per l'anno 2024, con delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com, l'Autorità ha verificato l'attivazione del meccanismo di *trigger* sopra descritto, rilevando una variazione del WACC per tutti i servizi superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore. Pertanto, con la medesima delibera, è stato disposto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per l'anno 2024 secondo i valori riportati nella tavola 5.1.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2024
Trasmissione dell'energia elettrica	5,8%
Distribuzione e misura dell'energia elettrica	6,0%
Stoccaggio	6,6%
Rigassificazione	6,7%
Trasporto del gas	5,9%
Distribuzione e misura del gas	6,5%

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Certificazione finale di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto del gas naturale

Con la delibera 4 aprile 2023, 140/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione di Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas come gestori di rete in separazione proprietaria.

Il procedimento di ricertificazione dei due gestori è stato avviato con la delibera 570/2020/R/gas a seguito delle comunicazioni trasmesse all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le imprese, in merito all'avvio, tramite società separate, di una serie di iniziative di investimento che prevedono l'acquisizione, lo sviluppo e la conversione di infrastrutture di produzione di biogas e biometano, nonché ulteriori iniziative nello sviluppo del settore dell'idrogeno e dell'efficienza energetica.

Con la delibera 501/2022/R/gas l'Autorità ha certificato preliminarmente i due gestori, tenendo conto di tutti gli elementi rilevanti per verificare il rispetto delle finalità di cui all'art. 9 della direttiva 2009/73/CE, tra cui la modesta quantità di biometano immessa in rete, il fatto che tutte le altre attività diverse dalla produzione di biometano non implicano l'immissione di gas prodotto nella rete, le misure organizzative e procedurali proposte da Snam per assicurare la compatibilità dei citati investimenti con la normativa *unbundling*, nonché l'impegno da parte di Snam di rivalutare tempestivamente le proprie partecipazioni nelle società operative nel biometano, una volta completata la fase di sviluppo industriale del settore.

Nel rispetto del termine di due mesi dalla ricezione del parere trasmesso dalla Commissione europea in data 6 febbraio 2023, l'Autorità con la delibera 140/2023/R/gas ha adottato quindi la decisione finale di certificazione dei due gestori, confermando, da un lato, le misure già adottate con la delibera di certificazione preliminare e, dall'altro, prescrivendo a Snam l'implementazione, entro il 30 giugno 2027, di soluzioni industriali - singolarmente o anche in combinazione fra loro - che possano assicurare una separazione di tipo strutturale fra l'attività svolta dal gestore e le attività di vendita e produzione, quali il mantenimento solo di una partecipazione finanziaria passiva nelle società che si occupano di biometano e/o la gestione degli impianti di produzione di biometano come un servizio infrastrutturale offerto a terzi, sulla base di condizioni di accesso ed erogazione e tariffe definite dall'Autorità. Ciò al fine di garantire la compatibilità con il modello di separazione proprietaria delle iniziative intraprese all'interno del gruppo nel settore biometano, come richiesto anche dalla Commissione europea nel proprio parere. Nelle more dell'adozione delle predette soluzioni strutturali, la delibera ha infine prescritto a Snam di utilizzare il biometano prodotto e immesso in rete prioritariamente per autoconsumo da parte dei due gestori.

Separazione funzionale

Con la delibera 10 ottobre 2023, 448/2023/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui al comma 4.1 dello stesso TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia

di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato alle imprese elencate nell'allegato A al provvedimento di trasmettere le informazioni di stato relative alla separazione funzionale necessarie per individuare le imprese effettivamente soggette agli obblighi di separazione funzionale, e alle imprese elencate nell'allegato B al medesimo provvedimento di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale, relative al 2022, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta: "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del Programma di adempimenti, previsto dall'art. 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).



CAPITOLO

6



**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133¹, prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) presenti alle Camere una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, che a partire dal 2015 provvede stabilmente alla redazione di specifiche relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2023, ha predisposto rispettivamente le relazioni 18 luglio 2023, 323/2023/I/idr, e 6 febbraio 2024, 38/2024/I/idr, evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della *governance* di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato. Tali ritardi contribuiscono – unitamente ad altri elementi – a incrementare i differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso ai servizi idrici tra le diverse aree del Paese (c.d. *Water Service Divide*)².

Nello specifico, dal monitoraggio sugli assetti locali del servizio idrico integrato effettuato nel corso del 2023, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- conferma, in generale, del definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni), mentre il processo di razionalizzazione del numero degli ATO, attualmente pari a 62, non appare più dotato della spinta degli anni passati. Al riguardo, si fa riferimento al recente sviluppo della legislazione regionale in talune aree del Paese verso un'articolazione dell'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato di dimensioni anche inferiori al territorio provinciale, configurando profili di potenziale criticità con la disciplina di riordino della materia dei servizi pubblici locali (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201), in base alla quale le regioni sono chiamate a incentivare la riorganizzazione degli ambiti o bacini di riferimento dei servizi pubblici locali a rete di propria competenza, orientandone l'organizzazione preferibilmente su scala regionale o comunque in modo da consentire economie di scala o di scopo idonee a massimizzare l'efficienza del servizio;

1 Convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.

2 Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e ridurre il divario esistente (*Water Service Divide*) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno, come previsto nelle azioni di riforma del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il riferimento, in particolare, è:

- alla previsione di cui all'art. 22, comma 1-*quinquies*, del decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, che ha fissato un termine (1° luglio 2022) entro il quale l'ente di governo dell'ambito era tenuto a esprimersi sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle gestioni in forma autonoma di cui al comma 2-*bis*, lettera b), dell'art. 147 del decreto legislativo n. 152/2006, nonché un successivo termine (30 settembre 2022) entro il quale il richiamato ente era tenuto a provvedere ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del citato comma 2-*bis*;
- alle disposizioni di "rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato" introdotte dall'art. 14 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, con l'obiettivo di superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio idrico integrato.

- persistenza dell'esigenza di conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni enti di governo dell'ambito presenti nei territori di Campania, Calabria e Sicilia;
- con riferimento ai profili di perdurante inerzia degli enti di governo nel procedere all'affidamento, evidenza di alcuni casi di superamento delle relative criticità a seguito dell'esercizio, da parte di alcune Regioni (Campania e Sicilia), di poteri sostitutivi in forza delle previsioni legislative introdotte dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115. Tuttavia, permane in tali contesti regionali – pur con elementi di differenziazione – l'esigenza di proseguire, in taluni dei relativi territori, nel processo di piena attuazione delle citate previsioni, che possono spiegare utili effetti in tema di rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato;
- essendo ormai decorso da tempo il termine previsto affinché le regioni sopra richiamate addivenissero al completo affidamento del servizio, urgente necessità di affidare il servizio idrico integrato – anche attraverso l'esercizio dei poteri sostitutivi nei confronti delle regioni interessate secondo le disposizioni normative recentemente introdotte – ovunque non risultino chiaramente delineate gestioni salvaguardabili in base alla normativa *pro tempore* vigente;
- urgente necessità che i soggetti territorialmente competenti completino, in ossequio alla normativa vigente, il processo di affidamento al gestore unico di tutte le gestioni non provviste di un titolo di salvaguardia in considerazione del fatto che la tempistica specificamente prevista dalla normativa vigente sia ormai spirata dal 30 settembre 2022;
- in stretta correlazione rispetto all'esigenza di perfezionamento in tempi rapidi del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente, urgente priorità di eliminare la presenza di gestori cessati *ex lege* – in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito – che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente;
- con riferimento, infine, ad alcune aree del Mezzogiorno e delle isole (in particolar modo l'ATO Unico della Puglia e l'ATO Unico della Sardegna), esigenza, in considerazione della scadenza delle concessioni dei relativi operatori (31 dicembre 2025), di definire un assetto gestionale duraturo.

In materia di riordino dei servizi pubblici locali, il richiamato DLgs n. 201/2022, affermando la centralità del ruolo delle Autorità di regolazione nel garantire condizioni elevate di qualità di detti servizi nei vari contesti, in linea con l'obiettivo di coesione sociale e territoriale, ha individuato, tra i compiti che queste ultime devono svolgere nel proprio ambito di competenza, la predisposizione di schemi tipo di bandi di gara (art. 7, comma 2). Nel dare seguito al citato dettato normativo, con la delibera 14 febbraio 2023, 51/2023/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di schemi tipo di bando di gara per l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato, nell'ambito del quale saranno individuati i contenuti minimi al fine di garantire maggiore uniformità degli atti che disciplinano le procedure a evidenza pubblica per l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato.

Collaborazione con altre istituzioni

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili e seguiti applicativi

In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio³ concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili)⁴.

Nell'ambito del processo di stesura del sopra citato decreto, l'Autorità ha partecipato a uno specifico Gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con altre istituzioni, tra cui il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e l'Istituto Superiore di Sanità.

Il ruolo dell'Autorità nell'ambito del Gruppo di lavoro si è, in particolar modo, esplicitato in merito alla valutazione di talune definizioni introdotte nel decreto di recepimento e all'individuazione degli "indicatori di perdite di rete" da utilizzare ai fini della valutazione dei miglioramenti e per le comunicazioni alla Commissione europea, riconducendoli alla disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del SII.

Nel corso dell'anno 2023, l'Autorità ha comunicato al Ministero della salute il nominativo del proprio rappresentante ai fini dell'istituzione della Commissione nazionale di sorveglianza sui Piani di sicurezza dell'acqua⁵, secondo quanto stabilito dall'art. 20 del decreto legislativo n. 18/2023.

Inoltre, nel corso dell'anno l'Autorità ha partecipato ad alcuni seminari organizzati dal Ministero della salute, volti a meglio chiarire a tutti gli operatori i contenuti e taluni aspetti applicativi del decreto, fornendo il proprio contributo sui punti di attinenza con la regolazione del settore idrico.

Recepimento nella normativa nazionale del regolamento europeo in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate

A partire dal 26 giugno 2023 è vigente il regolamento (UE) n. 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata. A livello nazionale, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale de-

³ Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

⁴ Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e l'Istituto Superiore di Sanità, volto alla predisposizione di contributi, fornendo specifiche osservazioni in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri Stati membri. Il contributo dell'Autorità, in tale sede, aveva avuto a oggetto prevalentemente le misure in discussione per rafforzare la trasparenza dei dati (economici, tecnici e afferenti alla qualità dell'acqua erogata) nei confronti dell'utenza, oltre a valutazioni tecniche tese a rendere più efficace e rapida l'applicazione – da parte dei diversi soggetti coinvolti – delle nuove disposizioni.

⁵ La Commissione svolge compiti di indirizzo e sorveglianza e prevede la partecipazione di un rappresentante dell'Autorità, oltre a rappresentanti del Ministero della salute (presidenza), dell'ISS, del Coordinamento interregionale della prevenzione, della Commissione salute, della Conferenza delle regioni e delle province autonome, di SNPA e degli EGATO.

dicato⁶ che coinvolge anche l’Autorità – i lavori volti alla finalizzazione degli atti normativi collegati al citato regolamento.

In tale ambito, nel corso dell’anno, l’Autorità è stata invitata a partecipare ad alcuni confronti tecnici e operativi, organizzati dal Ministero, con gli addetti del settore idrico e le amministrazioni competenti, allo scopo di sviluppare l’approccio di settore e in ossequio agli obblighi di comunicazione e sensibilizzazione dettati dall’art. 9 del regolamento (UE) n. 741/2020.

Il decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante “Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche”, ha previsto all’art. 7 specifiche disposizioni relative al riutilizzo a scopi irrigui in agricoltura delle acque reflue depurate ai sensi del regolamento (UE) n. 741/2020.

Revisione della direttiva europea in materia di acque reflue

Nel mese di ottobre 2022 la Commissione europea ha avviato i lavori volti all’aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, prevedendo importanti modifiche all’impianto precedente, quali, in particolare:

- l’ampliamento del campo di applicazione agli agglomerati con più di 1.000 A.E. (Abitanti Equivalenti), invece dei precedenti 2.000 A.E., con obbligo di estensione delle reti fognarie e di adottare un trattamento dei reflui urbani almeno pari al secondario;
- l’introduzione dell’obbligo di sottoporre i reflui confluiti in impianti di taglia superiore a 10.000 A.E. o 100.000 A.E., rispettivamente a trattamenti terziari o quaternari;
- l’inserimento di obblighi di controllo anche per i sistemi di depurazione individuale (IAS);
- l’introduzione dei Piani di gestione per contrastare l’inquinamento delle acque meteoriche;
- l’introduzione di misure di trasparenza, monitoraggio e valutazione del rischio.

In relazione alla proposta di revisione della direttiva, nel corso dell’anno 2023, l’Autorità ha condiviso con il Ministero dell’ambiente le proprie osservazioni sugli aspetti tecnici ed economici legati alle novità normative in discussione, in alcune giornate di audizioni organizzate dal medesimo Ministero con lo scopo di acquisire specifiche osservazioni da parte degli *stakeholder*⁷.

L’Autorità, nell’ambito del Gruppo di lavoro all’uopo istituito, ha espresso preoccupazione sulle tempistiche prospettate dalla rifusione della direttiva, alla luce dei nuovi obiettivi – molto sfidanti – presenti nella riforma. È stato inoltre sollevato il tema di una previsione di incremento rilevante nella spesa per gli investimenti necessari a ottemperare alle novità in discussione.

In ottobre 2023, in Consiglio Ambiente, i Ministri europei hanno dato il via libera al testo discusso nel corso dell’anno e che costituisce la posizione del Consiglio, proponendo tempi di applicazione più dilatati e talune deroghe ulteriori rispetto al testo licenziato dalla Commissione. Di contro, il testo approvato dal Parlamento

⁶ Ai lavori del tavolo hanno partecipato il Ministero dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria), l’Istituto superiore di sanità, l’ISPRa (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le Regioni e l’Autorità.

⁷ Tale attività si colloca nell’ambito dello specifico Gruppo di lavoro finalizzato alla formazione di una posizione unitaria a livello nazionale da portare in sede di Consiglio europeo, coordinato dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, che vede il coinvolgimento di diverse istituzioni, tra le quali il Ministero della salute, la Conferenza delle Regioni e Province autonome e Autorità di Bacino Distrettuale.

europeo risulta mediamente più stringente di quello della Commissione. Successivamente, sono stati avviati i triloghi tra Commissione, Parlamento e Consiglio volti all'approvazione di un testo finale congiunto, avvenuta in data 29 gennaio 2024. Il testo è stato reso disponibile al termine del COREPER del 1° marzo scorso, ed è in attesa delle votazioni finali in Parlamento e nel Consiglio Ambiente.

Commissione di allerta rapida sul servizio idrico

Nel periodo compreso tra i mesi di luglio e settembre del 2023 si sono svolte alcune interlocuzioni tra gli Uffici della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali e i rappresentanti del Ministero delle imprese e del made in Italy (MIMIT) – Unità di missione a supporto del Garante per la sorveglianza dei prezzi (di seguito anche: Garante dei prezzi) in merito alle articolazioni dei corrispettivi applicati agli utenti del servizio idrico integrato. Tali interlocuzioni hanno fatto seguito ad alcune esigenze di approfondimento avanzate dal MIMIT relativamente all'eterogeneità della spesa sostenuta per il servizio idrico integrato riscontrata nei diversi contesti a livello nazionale, alla luce di talune segnalazioni pervenute al Garante dei prezzi. Nel corso delle interlocuzioni avviate, gli Uffici dell'Autorità hanno rappresentato ai referenti del MIMIT le competenze e le attività svolte dall'Autorità in merito al tema delle articolazioni dei corrispettivi del servizio idrico integrato, con riferimento in particolare a:

- l'intervento di primo riordino e razionalizzazione avvenuto con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, di approvazione del Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI), recante i criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti;
- l'attività di monitoraggio effettuata in concomitanza alle raccolte dati biennali finalizzate alle istruttorie per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie.

In occasione degli incontri, gli Uffici hanno fornito altresì elementi informativi in merito al meccanismo di aggiornamento biennale delle raccolte dati tariffarie, distinguendo tra costi ammessi a riconoscimento (che determinano l'ammontare complessivo da coprire con la tariffa) e corrispettivi articolati agli utenti (questi ultimi determinati dagli enti di governo dell'ambito sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità, ma non oggetto di approvazione da parte dell'Autorità medesima).

Alla luce della richiesta formulata dai referenti del MIMIT di potere disporre del *dataset* relativo alla spesa del SII dell'utenza domestica residente "tipo" (nucleo familiare composto da tre componenti e consumo annuo di 150 m³ di acqua) per l'annualità più recente a disposizione dell'Autorità (2022), e di comprendere le ragioni tecniche e gestionali potenzialmente alla base dell'eterogeneità della spesa riscontrata a livello nazionale, gli Uffici, oltre a trasmettere i dati richiesti di spesa, organizzati per singola gestione del SII, hanno all'uopo predisposto una relazione avente a oggetto sia alcune elaborazioni effettuate sul campione di dati, sia l'illustrazione dei potenziali fattori alla base della disomogeneità nei costi di fornitura, sottesi alla variabilità della spesa, nonché, pur se in misura minore, conseguenti alle scelte di articolazione tariffaria operate localmente, nei limiti di flessibilità consentiti dal TICSI. Gli elementi forniti sono stati oggetto di presentazione e di approfondimento nel corso della riunione della Commissione di allerta rapida di sorveglianza dei prezzi sul servizio idrico presieduta dal Garante dei prezzi lo scorso 20 novembre 2023⁸.

8 V. www.mimit.gov.it/it/notizie-stampa/notizia-oggi-20-11.

Supporto nell'ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2023 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

Nel febbraio 2023, il Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) ha trasmesso all'Autorità la richiesta dell'OCSE per l'aggiornamento quinquennale degli indicatori di *Product Market Regulation* (PMR). In particolare, il MEF ha richiesto all'Autorità di fornire elementi relativamente alla *governance* del settore idrico e alle caratteristiche del regolatore nazionale.

Il contributo è stato inviato dall'Autorità al Dipartimento del Tesoro, che ha successivamente veicolato la richiesta di ulteriori approfondimenti da parte dell'OCSE nel corso del successivo mese di luglio, cui l'Autorità ha puntualmente dato riscontro.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti nel servizio idrico integrato

Approvazione degli specifici schemi regolatori ai sensi del Metodo tariffario idrico (MTI-3)

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle proposte di aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023 elaborate in osservanza delle delibere 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr⁹, e 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr¹⁰, e ha adottato 32 delibere di determinazione tariffaria (concludendo, in alcuni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023).

9 Con la delibera 580/2019/R/idr, di approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3), l'Autorità ha richiesto agli enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione della tariffa, di aggiornare:

- il Programma degli interventi (PdI) – di cui il Piano delle opere strategiche (POS) costituisce parte integrante e sostanziale – che 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 (distinguendo le opere strategiche dettagliate nel citato POS dagli altri interventi);
 - il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e il moltiplicatore tariffario teta (θ) che ogni gestore è tenuto ad applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023;
 - la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.
- All'art. 6 della medesima delibera 580/2019/R/idr è stato poi previsto che, ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, il soggetto competente:
- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore è tenuto ad applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
 - ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del Programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il Piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

10 Con la delibera 639/2021/R/idr, sono state definite – integrando le previsioni di cui all'MTI-3 – specifiche regole per procedere all'aggiornamento biennale delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, anche in considerazione degli interventi regolatori richiesti per una efficace implementazione degli strumenti di supporto al *Next Generation* EU, fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza (RRF) e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU).

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al biennio 2022-2023 deliberate dall'Autorità (fino al 31 dicembre 2023) riguardano 67 gestioni, interessando 30.830.747 abitanti. Si tratta in particolare:

- di 66 gestioni per le quali è stato approvato l'aggiornamento del relativo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto da Programma degli interventi – Pdl, che include il Piano delle opere strategiche – POS, Piano economico-finanziario – PEF, e convenzione di gestione), previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi programmati per il periodo 2022-2023 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- dell'operatore al quale, nel mese di giugno 2022, il competente ente di governo dell'ambito ha provveduto ad affidare la gestione del servizio idrico integrato della Regione Molise (per una popolazione servita pari a 302.701 abitanti) e per il quale è stato approvato il relativo schema regolatorio di convergenza, ritenendo le modalità di recepimento dei criteri sottesi alla definizione del medesimo adeguate a promuovere il superamento progressivo delle condizioni di *Water Service Divide*, nonché a favorire il miglioramento dei profili di qualità tecnica e di qualità contrattuale¹¹.

Nello specifico, nei citati provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all'assenza delle cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il terzo periodo regolatorio, come previste all'art. 8 della delibera 580/2019/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della Carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali – di seguito: CSEA – delle componenti perequative¹²);
- alla sussistenza dei requisiti di qualità tecnica di cui al Titolo 6 dell'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica e contrattuale ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2022-2023, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'RQTI (anche precisando l'avvenuto recepimento nel Programma degli interventi dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche eventualmente stanziati nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*);

11 Con il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, è stato previsto il c.d. schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento alle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni e che consente al soggetto competente di effettuare una valorizzazione parametrica delle componenti di costo (costi operativi e costi delle immobilizzazioni) ai fini della predisposizione tariffaria.

Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell'ambito delle misure predisposte dall'Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti richiesti e di penalizzazione per stimolare la *compliance* alla regolazione, per il superamento del *Water Service Divide*, al fine di favorire la progressiva convergenza a una situazione di maggiore uniformità sul territorio nazionale. Nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità è infatti chiamata a promuovere il graduale superamento delle condizioni che limitano l'accesso alle misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità tecnica e contrattuale, nonché degli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Nel corso del terzo periodo regolatorio sono stati presentati all'Autorità schemi regolatori di convergenza in particolare relativi a talune aree del Mezzogiorno del Paese, secondo regole semplificate e sulla base di un programma di impegni ben identificati, con un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale.

12 Con riguardo alla componente perequativa U14 (prevista dal comma 30.1 dell'MTI-3, volta all'alimentazione e alla copertura dei costi di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche di cui all'art. 58 della legge n. 221/2015), si rammenta che con delibera 30 maggio 2023, 239/2023/R/idr, l'Autorità ha proceduto a un aggiornamento della relativa quantificazione, disponendo che, a decorrere dal 1° luglio 2023, la medesima fosse pari a 0,0 centesimi di euro/m³, fermo restando l'eventuale successivo aggiornamento, in relazione al fabbisogno del relativo Conto, a norma di quanto già previsto dal comma 30.4 dell'MTI-3. Detto intervento – alla luce degli impieghi del Fondo e delle riserve tecniche desumibili dal "Rapporto sulla gestione (...) del Conto per l'alimentazione e la copertura dei costi di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche (Conto U14) (...) - VI bimestre 2022", trasmesso dalla CSEA nel mese di aprile 2023 – è stato motivato dalla necessità di assicurare (nel rispetto delle norme recate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 30 maggio 2019) che il Fondo rispetti un rapporto di necessaria coerenza tra gli impieghi e le riserve tecniche.

- ai costi di investimento e di esercizio (di cui i gestori hanno prodotto dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro specificando l'eventuale presenza:
 - di scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutandone l'entità e le motivazioni dei ritardi;
 - di costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$ di cui all'art. 18 dell'MTI-3¹³, nonché di eventuali recuperi (a vantaggio dell'utenza), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento tra la quantificazione ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, nelle annualità precedenti e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità;
 - del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare – secondo quanto al riguardo previsto dalla richiamata delibera 639/2021/R/idr e dalla delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr – gli effetti derivanti dallo straordinario aumento dei costi per la fornitura di energia elettrica sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, nonché gli effetti del protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e delle conseguenti iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus;
 - al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, dell'avvenuta predisposizione della componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC}^a per effetto della riconsiderazione da parte dell'ente di governo dell'ambito – su istanza del pertinente gestore per la copertura dei costi efficienti – delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011;
 - di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Regolazione tariffaria per il quarto periodo regolatorio 2024-2029

Con la delibera 21 febbraio 2023, 64/2023/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4), successivamente integrandolo con il procedimento, di cui alla delibera 12 settembre 2023, 399/2023/R/idr, volto alla determinazione della tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.a. (alla quale – a opera del comma 2-*bis* dell'art. 23 del decreto legge 22 aprile 2023, n. 44 – sono state trasferite le funzioni del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia – EIPLI).

Nell'ambito dei richiamati procedimenti, con i documenti per la consultazione 3 ottobre 2023, 442/2023/R/idr, e 21 novembre 2023, 543/2023/R/idr, l'Autorità ha quindi configurato una nuova metodologia tariffaria che, tra l'altro:

¹³ Il citato art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex_{tel}^a$ per gli anni 2022 e 2023, le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: *i*) oneri riconducibili a integrazioni gestionali o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, $Op^{new,a}$; *ii*) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, $Opex_{gr}^a$; *iii*) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alle delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, $Opex_{ci}^a$; *iv*) oneri per il mantenimento o l'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione (c.d. bonus idrico integrativo) e per interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (REMSII), Op_{social}^a ; *v*) oneri per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle più recenti disposizioni regolatorie 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 – Op_{mi}^a , anche alla luce delle disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato.

- confermi l'impostazione generale adottata nelle precedenti annualità, comunque declinandola in una prospettiva di più lungo termine (prospettando un periodo regolatorio avente la durata di 6 anni e, in particolare, prevedendo un aggiornamento del Piano delle opere strategiche – POS, fino al 2035);
- tenga conto dell'introduzione di nuovi elementi nell'ambito dell'attività di aggiornamento della regolazione della qualità tecnica;
- preveda:
 - un consolidamento delle regole vigenti in grado di favorire la spesa per investimenti (come determinata anche alla luce del citato aggiornamento della regolazione della qualità tecnica) e di promuovere una crescente efficienza gestionale (ferma restando l'attenzione alle specificità dei singoli contesti, che connotano l'asimmetria);
 - in particolare, modalità più efficaci per sostenere la spesa per investimenti nei contesti nei quali non è ancora stato possibile fruire dei benefici generalmente apportati dalla regolazione settoriale, declinando misure per il superamento delle seguenti criticità: *i)* limitata spesa per investimenti nelle grandi infrastrutture *upstream* che, per loro stessa natura, non possono essere esaustivamente considerate nell'ambito delle attuali programmazioni richieste per la gestione del servizio idrico integrato; *ii)* ritardi e carenze nell'implementazione dei piani per il superamento dell'eventuale mancanza dei prerequisiti relativi alla regolazione della qualità tecnica; *iii)* mancato conseguimento della necessaria capacità di ricorso al credito, di attrazione delle competenze specialistiche e di conduzione delle opere da parte di alcuni gestori di ambito tale da rendere difficile la realizzazione di impianti non ulteriormente procrastinabili;
 - un aggiornamento della trattazione della componente a copertura del costo di energia elettrica, in grado di tenere conto sia dell'evoluzione delle condizioni nei mercati, sia della dimensione gestionale e delle caratteristiche tecniche di produzione dei servizi idrici e che – alla luce della molteplicità delle possibili *policy* di acquisto, nonché della perdurante volatilità nei mercati di approvvigionamento – consideri anche i possibili effetti riconducibili a una dispersione di valori rispetto al *benchmark*, attraverso un congruo intervallo di tolleranza;
 - un'estensione dell'approccio già adottato nell'MTI-3 per valorizzare interventi per la sostenibilità energetica e ambientale e la resilienza a fronte del *climate change*, al fine di potenziarne l'efficacia, anche prospettando un primo impiego delle risorse del Fondo per la promozione dell'innovazione di cui all'art. 36-*bis* dell'MTI-3 per incentivare (tramite l'attribuzione di premialità) il riutilizzo delle acque reflue depurate (incentivo al riuso nel rispetto del principio di "*Water Conservation*") e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata (incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia);
 - alcuni accorgimenti volti ad accompagnare (favorendone il completamento) i processi di aggregazione gestionale in atto per effetto delle più recenti disposizioni normative tese alla razionalizzazione della *governance* di settore, in particolare adeguando la disciplina della "regolazione di convergenza" (per cogliere tutte le opportunità insite nella stessa) introdotta con l'MTI-3 e volta alla progressiva riduzione dei differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso all'acqua, tra le aree del Paese.

In esito al processo di consultazione sopra richiamato, è stata adottata la delibera 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr, declinando l'intervento regolatorio sulla base di uno scenario diverso da quello tradizionale, molto più ampio e in grado di includere complessità di maggiori dimensioni, fornendo strumenti per superare i gravi limiti infrastrutturali evidenziati dal *climate change*. In particolare, si è ritenuto opportuno favorire (con l'adozione coordinata di misure di qualità tecnica e tariffaria) lo sviluppo di una efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico.

Più in dettaglio, confermando quanto prospettato in consultazione, con il provvedimento da ultimo citato:

- con riguardo alla durata del quarto periodo regolatorio, è stato ampliato l'orizzonte temporale che ha caratterizzato i precedenti periodi, in particolare prevedendo:
 - una durata di sei anni per la valorizzazione dei moltiplicatori tariffari e delle componenti di costo riconosciute (come risultanti dai pertinenti documenti di programmazione elaborati dagli enti di governo dell'ambito per ciascuna gestione), salvo i previsti aggiornamenti;
 - un aggiornamento a cadenza biennale delle predisposizioni tariffarie secondo le modalità e i criteri che saranno individuati nell'ambito di successivi procedimenti;
 - una eventuale revisione infra periodo della proposta tariffaria, su istanza motivata dell'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente, che potrà essere presentata in qualsiasi momento del periodo regolatorio al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione;
- è stata mantenuta l'impostazione generale che ha caratterizzato il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, con specifico riferimento a:
 - la regolazione tariffaria applicabile, riconducibile ai seguenti sistemi:
 - ✓ la matrice di schemi regolatori nell'ambito della quale ciascun soggetto competente – in possesso di tutti i dati necessari alla valorizzazione delle componenti di costo del servizio – seleziona lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, in ragione: *i)* 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; *ii)* dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza; *iii)* dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore *VRG pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2022 per l'intero settore (e posto pari a 159 euro/abitante), tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita;
 - ✓ lo schema regolatorio di convergenza, recante regole semplificate (per un periodo limitato e predefinito) cui – al verificarsi di rinnovate condizioni, volte ad accompagnare (favorendone il completamento) i processi di razionalizzazione gestionale in atto – è possibile fare ricorso nei casi caratterizzati da perduranti carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari, consentendo all'ente di governo dell'ambito di effettuare una ricostruzione parametrica su base *benchmark* delle voci di costo da riconoscere in tariffa e, conseguentemente, di redigere la predisposizione tariffaria pure a fronte di incompletezza delle informazioni;
 - la struttura generale del vincolo ai ricavi del gestore e delle relative componenti di costo;
 - la presenza di un vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario (fermo restando il principio di copertura dei costi efficienti di investimento e di esercizio), pur rimodulando i parametri che – nell'ambito della matrice di schemi regolatori – differenziano l'incidenza dei valori del limite di prezzo *K* e del fattore di *sharing X*, con la finalità di:
 - ✓ rilassare il limite alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario, allo scopo di: *i)* superare le criticità che potrebbero verificarsi in presenza del disallineamento tra gli indici inflazionistici da utilizzarsi per l'adeguamento dei costi relativi ad annualità pregresse (stabilmente determinati monitorando l'effettiva dinamica dei prezzi al consumo) e la stima dell'evoluzione inflattiva attesa sulla base della quale viene determinato il vincolo alla crescita in parola; *ii)* sostenere i processi di aggregazione gestionale, l'introduzione di nuovi rilevanti processi tecnici gestiti, ovvero la previsione di un significativo fabbisogno di investimenti;

- ✓ mitigare l'impatto della misura di cui al precedente alinea, preservando la sostenibilità delle tariffe applicate all'utenza.

Sono poi stati confermati gli incentivi che hanno caratterizzato l'MTI-3 (basati sul riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multisettorialità, che rispondono a obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale), potenziandoli tramite il ricorso al Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'art. 36-*bis* dell'MTI-3. In particolare, è stata prevista l'introduzione di due fattori premiali (Premio_{RIU,i} e Premio_{ENE,i}), a valere sulle risorse del Fondo sopra richiamato, da attribuire al gestore i-esimo (in ragione dell'operato del medesimo nel primo biennio 2024-2025 del quarto periodo regolatorio) per il quale risulti:

- un contenimento dell'indicatore "RIU – Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità", definendo obiettivi di miglioramento/mantenimento differenziati in ragione del livello di pertinenza;
- una riduzione di almeno il 5% dell'indicatore "ENE – quantità di energia elettrica acquistata", assumendo come base per il confronto il valore medio annuale dell'energia elettrica acquistata nel periodo 2020-2023.

Ritenendo che tra i fattori volti a garantire una necessaria capacità di adattamento ai cambiamenti climatici possa rientrare la possibilità di ampliare il ricorso a una gestione della raccolta e del convogliamento delle acque meteoriche che si integri efficacemente con il restante sistema infrastrutturale, l'Autorità ha inoltre previsto che a partire dal 2024, ai fini della determinazione dei corrispettivi, possano essere incluse nel servizio idrico integrato le attività di raccolta e allontanamento delle acque meteoriche e di drenaggio urbano mediante la gestione e manutenzione di infrastrutture dedicate (fognature bianche), incluse la pulizia e la manutenzione delle caditoie stradali.

Per quanto attiene ai costi delle immobilizzazioni (Capex^a), allo scopo di determinare una copertura delle componenti di costo riconducibili al reperimento dei finanziamenti – in continuità con l'impostazione assunta nei precedenti periodi regolatori –, con la citata delibera 639/2023/R/idr è stato mantenuto il riconoscimento dei soli oneri finanziari e fiscali standardizzati, procedendo più in dettaglio a:

- confermare il riferimento a un tasso *risk free* reale, aggiornandone la valorizzazione all'1,58% sulla base di tassi di rendimento dei titoli di stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA (r_f^{real}), adeguato attraverso il *Water Utility Risk Premium* (WRP), posto pari al 2%, riconducibile ai seguenti fattori di rischio: *i*) il differenziale collegato a investimenti cosiddetti *risk free* in Italia; *ii*) gli ulteriori elementi connessi alla dimensione media, generalmente ridotta, degli operatori del settore; *iii*) ulteriori differenziali connessi alla natura generalmente pubblica e locale dei soci dei gestori del servizio idrico integrato, nella maggioranza dei casi enti locali, le cui modalità di finanziamento risentono dei vincoli di finanza pubblica imposti dalle norme vigenti;
- individuare un valore del coefficiente β pari a 0,79, in continuità con il precedente periodo regolatorio, atteso che la stabilità del quadro regolatorio nel suo insieme (preservata anche tramite gli interventi straordinari posti in essere per mitigare gli effetti di eventi imprevedibili, come la pandemia e gli eccezionali aumenti dei prezzi energetici) rappresenta un elemento di mitigazione del fattore di rischio sistematico relativo al settore;
- in considerazione dell'aumento del tasso medio sul debito riscontrato dall'Autorità nelle più aggiornate rilevazioni sul mercato del credito, con conseguenti condizioni generalmente meno favorevoli per l'ottenimento di finanziamenti, prevedere per il tasso di rendimento delle immobilizzazioni il cui interesse è soggetto a scudo fiscale (parametro K_d^{real}) un valore del 3%;

- non modificare il rapporto standard tra immobilizzazioni cui si applica lo scudo fiscale e le altre immobilizzazioni, ponendolo pari a 1, dal momento che non sono state ravvisate significative variazioni per quanto riguarda la composizione del capitale degli operatori;
- aggiornare il premio per il rischio di mercato (ERP), ponendolo pari al 3,5%, anche alla luce del citato aggiornamento del tasso r_f^{real} .

Per quanto concerne la definizione dei costi operativi (Opex^a), è stata confermata la distinzione tra costi operativi endogeni alla gestione ($\text{Opex}_{\text{end}}^a$), costi operativi aggiornabili $\text{Opex}_{\text{al}}^a$ (tra cui quelli afferenti all'energia elettrica e alle forniture all'ingrosso) e costi operativi associati a specifiche finalità $\text{Opex}_{\text{tel}}^a$ (di natura previsionale), prevedendo in particolare:

- con riferimento ai costi operativi endogeni ($\text{Opex}_{\text{end}}^a$), al fine di rafforzare le misure di promozione dell'efficienza gestionale, di mantenere – per i primi quattro anni del nuovo periodo regolatorio – il meccanismo di efficientamento di cui all'MTI-3, applicando – a partire dagli $\text{Opex}_{\text{end}}^{2022}$ opportunamente inflazionati – l'eventuale decurtazione di una quota calcolata in funzione: *i*) della differenza (ove positiva) tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2020 e il costo operativo efficientabile, Co_{eff} sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità; *ii*) di un coefficiente che assume valori differenziati a seconda del livello *pro capite* (riferito al 2020) del costo operativo totale sostenuto dall'operatore e del relativo costo operativo stimato, calcolato (sulla base dei dati relativi all'annualità 2020) applicando il modello statistico per l'individuazione della "funzione di costo di frontiera" elaborato dall'Autorità. Nello specifico, il mantenimento dell'impostazione che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio risulta dettato dalla necessità di tenere nella dovuta considerazione l'eccezionalità degli accadimenti verificatisi nel corso del periodo MTI-3, che ha fortemente limitato la possibilità di costituire *dataset* in grado di alimentare ulteriori affinamenti sulla base di valori e di meccanismi di promozione dell'efficienza più aggiornati;
- di introdurre, nei costi aggiornabili ($\text{Opex}_{\text{al}}^a$), specifici adeguamenti relativi alla definizione dei costi di energia elettrica, tesi a:
 - mitigare i rischi delle scelte di approvvigionamento effettuate dagli operatori, attraverso il riconoscimento di un costo per l'acquisto di energia elettrica nell'anno (a) pari a quello sostenuto nei due anni precedenti, con la precisazione che in sede di conguaglio dell'anno (a+2) verrà adottata una trattazione degli oneri in questione tale da assicurare che detto costo non risulti superiore a un *benchmark* (incrementato del 15%) che tenga conto dei costi – riferiti al medesimo anno (a) – relativi a un *mix* teorico di acquisto, ipotizzando inizialmente, ossia ai fini del calcolo del conguaglio del 2026 (sulla base della distribuzione dei consumi di energia elettrica per tipologia di contratto risultanti da studi di settore), una incidenza pari al 70% per i prezzi variabili e al 30% per quelli fissi, con aggiornamenti per le annualità successive;
 - rafforzare gli incentivi all'autoproduzione di energia elettrica da parte dei gestori del servizio idrico, introducendo la possibilità di valorizzarne il costo nell'ambito della componente a copertura dei costi energetici, a condizione che i costi di produzione associati, ivi compresi quelli di capitale, non trovino copertura in altre componenti tariffarie;
 - incentivare il risparmio della quantità di energia complessivamente impiegata per la gestione del servizio idrico integrato, mediante un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dall'operatore.

Al fine di contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri, l'Autorità ha poi deciso di limitare la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029, di norma, ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario. È stata

comunque prevista la facoltà per l'ente di governo dell'ambito – in accordo con il pertinente gestore – di presentare motivata istanza per il rinvio di taluni costi ammissibili (prevedendo le modalità per il relativo recupero successivamente al 2029, secondo un piano puntualmente declinato nell'istanza medesima) anche nei casi di variazioni annuali del moltiplicatore tariffario al di sotto dei limiti stabiliti dalla regolazione, qualora ciò fosse motivato dall'esigenza di mitigare l'impatto sull'utenza e comunque garantendo l'equilibrio economico-finanziario della gestione interessata.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 21, comma 11, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come innovato dal comma 2-bis dell'art. 23 del DL n. 44/2023, l'Autorità con la menzionata delibera 639/2023/R/idr ha definito altresì i criteri per la determinazione della tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.A., in coerenza con quanto stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012. In particolare, con riferimento a tale società, è stato disposto che – in fase di prima applicazione – la struttura dei corrispettivi praticata agli utenti nel 2023 sia aggiornata tenuto conto del moltiplicatore tariffario determinato¹⁴ sulla base:

- delle componenti di costo ammissibili al riconoscimento in tariffa ai sensi dell'MTI-4 ove pertinenti (anche con l'introduzione di accorgimenti per tenere conto delle specificità legate alla prima attuazione della gestione da parte di Acque del Sud S.p.A., nonché delle peculiarità delle infrastrutture alla stessa trasferite), tra l'altro richiedendo l'esplicitazione delle componenti tariffarie riferite ai costi delle immobilizzazioni e ai costi operativi riconducibili ai costi della risorsa;
- di un limite alla crescita annuale del citato moltiplicatore, individuato in corrispondenza dello Schema VI della matrice di schemi regolatori.

Si è ritenuto opportuno rinviare a una fase successiva – anche tenuto conto del consolidamento delle attività gestionali della costituenda società Acque del Sud S.p.a. – la definizione dei criteri per articolare la tariffa agli utenti, al fine di assicurare – in osservanza di quanto previsto dalla direttiva 2000/60/CE – un adeguato contributo al recupero dei costi dei servizi idrici a carico dei vari settori di impiego dell'acqua, alla luce del principio "chi inquina paga", nonché delle ripercussioni sociali, ambientali ed economiche del recupero.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Il 2023 è stato l'anno in cui sono state completate le attività di individuazione delle proposte ammesse a finanziamento nell'ambito delle linee di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche PNRR), relative al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato – per le quali l'Autorità ha fornito il pro-

¹⁴ L'Autorità ha precisato che una efficace applicazione della regolazione tariffaria alla società Acque del Sud S.p.a. richiede – in coerenza con l'impostazione multilivello stabilmente adottata nel settore idrico – che anche per quest'ultima sia previsto che tutti i dati e gli atti costituenti la predisposizione tariffaria (in particolare il Programma degli interventi – di cui il Piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale – e il Piano economico-finanziario) siano curati da un soggetto, terzo rispetto al gestore, in grado di validare i dati di costo desunti dalle fonti contabili e di indicare gli obiettivi prioritari alla base della definizione degli interventi che saranno realizzati tenuto conto delle grandezze risultanti dal PEF.

prio supporto alle amministrazioni centrali sia in fase di implementazione che di selezione¹⁵ – ed è stata avviata la fase di monitoraggio e rendicontazione finalizzata alla verifica sul raggiungimento delle *milestone* attribuite a ciascuna linea di intervento e all'erogazione delle rate di finanziamento. Si fa riferimento alla Missione M2 del suddetto Piano, avente a oggetto "Rivoluzione verde e transizione ecologica", e specificatamente alla Componente C4 – "Tutela del territorio e della risorsa idrica", per la quale si riportano di seguito le linee di investimento e di riforma di interesse nello sviluppo del presente Capitolo:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziati complessivamente risorse per 2 miliardi di euro;
- M2C4 – R4.1 "Semplificazione normativa e rafforzamento della *governance* per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR";
- M2C4 – I4.2 "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 "Investimenti in fognatura e depurazione", alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Alle risorse già individuate dal dispositivo di ripresa e resilienza si aggiungono quelle ulteriori assegnate nell'ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell'Asse IV, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", funzionale al raggiungimento dell'obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una "rete intelligente". Iniziativa che ha messo a disposizione complessivamente 482 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU).

Per quanto riguarda le linee di finanziamento sopra richiamate, rilevano in particolare gli sviluppi intercorsi nel primo semestre del 2023 con riferimento alla linea I4.2, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione", e alla linea I4.4, "Investimenti in fognatura e depurazione".

Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (I4.2)

In data 24 marzo 2023, con decreto n. 181 della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (MIT), è stata approvata la graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento ai sensi dell'Avviso, pubblicato da detto Ministero in data 9 marzo 2022, relativo alla richiamata linea PNRR M2C4 – I4.2. Il decreto, facendo seguito al primo decreto direttoriale n. 594 del 24 agosto 2022, che aveva stanziato un primo pacchetto di risorse su 21 interventi per un totale di 606.870.905,08 euro, in esito a un'articolata attività di valutazione cui l'Autorità ha contribuito nell'ambito di una specifica Commissione di valutazione istituita presso il MIT (descritta nel Volume 2 della *Relazione Annuale 2022*), ha assegnato le risorse residue, pari a 293.129.094,92 euro (su ulteriori 12 interventi), esaurendo il budget complessivo di 900 milioni di euro previsto dalla linea in oggetto¹⁶, di cui il 40% è stato destinato alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia). A valle del decreto direttoriale sono state avviate

¹⁵ Per approfondimenti sul contributo dell'Autorità, si rimanda alle *Relazioni Annuali* degli anni precedenti.

¹⁶ L'avviso era strutturato in due finestre temporali:

- la prima finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 19 aprile 2022 ed entro il 19 maggio 2022), che attribuisce 630 milioni di euro;
- la seconda finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 1° settembre 2022 ed entro il 31 ottobre 2022), che attribuisce i restanti 270 milioni di euro.

dal MIT le attività di monitoraggio e verifica inerenti alla rendicontazione delle spese (necessaria a comprovare la corretta esecuzione finanziaria di ciascun progetto finanziato) e alla rendicontazione dei target e delle *milestone* (finalizzata a fornire elementi comprovanti il raggiungimento degli obiettivi del Piano), a partire dalla prima *milestone* della linea in oggetto, che prevede che la data di ultimazione della procedura di appalto, coincidente con l'affidamento dell'esecuzione dei lavori, avvenga entro il 30 settembre 2023 (M2C4-30).

Investimenti in fognatura e depurazione (I4.4)

Per quanto attiene alla linea M2C4-I4.4, "Investimenti in fognatura e depurazione", nel corso del primo semestre del 2023 si sono concluse le attività di verifica dei criteri di ammissibilità definiti nel decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) 17 maggio 2022, n. 191, cui l'Autorità ha partecipato, per quanto di competenza, nell'ambito di un apposito gruppo istruttorio – costituito con decreto direttoriale 13 dicembre 2022, n. 398 – verificando i requisiti di ammissibilità dei soggetti proponenti, per quanto di propria competenza¹⁷. All'esito degli accertamenti istruttori, con il decreto ministeriale n. 262 del 9 agosto 2023 (registrato in data 31 agosto 2023 presso la Corte dei conti), il MASE ha individuato l'elenco delle proposte progettuali ammissibili a finanziamento nell'ambito delle risorse relative alla richiamata linea di investimento. A tale decreto seguirà la stipula di appositi Accordi di programma tra MASE, Regioni o Province autonome ed enti di governo dell'ambito aventi a oggetto l'assegnazione delle risorse stanziare. Le proposte ammesse a finanziamento hanno a oggetto, in particolare, interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto, al fine di raggiungere il target intermedio di riduzione di almeno 500.000 abitanti equivalenti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 30 dicembre 2024, e il target finale di riduzione di oltre 2 milioni di abitanti equivalenti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 31 marzo 2026.

Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti", adottato con il DPCM 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 –, nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano.

In particolare, con riferimento ai progetti per i quali non era stato rispettato il vincolo, individuato al punto 1, comma 1, art. 8 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, di utilizzo dell'80% della spesa totale del progetto finanziato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento¹⁸, i cui soggetti realizzatori erano

¹⁷ Per quanto rileva in questa sede, i criteri di ammissibilità sono i medesimi già individuati per l'avviso oggetto della linea I4.2, vale a dire: la titolarità del soggetto realizzatore a esercire il servizio idrico integrato rispetto alla normativa di settore e l'adozione di uno schema regolatorio conforme alla regolazione *pro tempore* vigente.

¹⁸ Cfr. Volume 2 delle *Relazioni Annuali* 2022 e 2023.

stati intimati ad adempiere, con la delibera 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr, entro il 30 novembre 2022, nei mesi successivi alla scadenza dei termini l'Autorità e CSEA hanno condotto approfondimenti con riferimento alle prove documentali di raggiungimento della richiamata soglia dell'80%, trasmesse dagli enti di riferimento in adempimento al punto 1) della richiamata delibera 633/2021/R/idr, attestando il mancato raggiungimento del citato limite di spesa per due interventi (intervento n. 25 e intervento n. 26). L'Autorità ha dunque provveduto, dopo avere informato il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, a dare seguito a quanto disposto al punto 2) della delibera in parola e al comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr, disponendo:

- con la delibera 4 maggio 2023, 191/2023/R/idr, la revoca del finanziamento assentito per il progetto n. 25, dall'importo complessivo di 2 milioni di euro, e la contestuale restituzione delle somme autorizzate dall'Autorità, pari a 400 mila euro, erogati in forma di acconto;
- con la delibera 4 maggio 2023, 192/2023/R/idr, la revoca del finanziamento assentito per il progetto n. 26, dall'importo complessivo di 5 milioni di euro e la contestuale restituzione delle somme autorizzate dall'Autorità, pari a 1 milione di euro erogati in forma di acconto;
- con le richiamate delibere, l'esclusione dei rispettivi soggetti realizzatori dai successivi aggiornamenti del Piano, ai sensi del comma 8.2 della richiamata delibera 425/2019/R/idr.

Al termine del quarto anno di attuazione del primo stralcio di Piano nazionale, in esito alla verifica degli adempimenti in capo all'Ente di riferimento e al soggetto beneficiario – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza –, l'Autorità, ai sensi del rinnovato comma 4.1, lettera b), della delibera 425/2019/R/idr, ha provveduto ad autorizzare ulteriori quote di finanziamento per sette interventi inclusi nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 10.092.055,05 euro, pari al 15,18% del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020 (calcolato al netto delle revoche sopra illustrate e di un intervento che è confluito nella contabilità del PNRR¹⁹). I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- le delibere 28 febbraio 2023, 79/2023/R/idr, 25 luglio 2023, 347/2023/R/idr, e 16 gennaio 2024, 2/2024/R/idr, con riferimento all'intervento n. 4, proposto dall'Ufficio d'Ambito di Lecco e avente a oggetto "Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate", per un importo complessivo di 790.066,65 euro;
- la delibera 28 febbraio 2023, 80/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche e avente a oggetto "Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere ...", per un importo di 3.936.174,21 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 188/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 2, proposto dall'Ufficio d'Ambito di Brescia e avente a oggetto "Realizzazione di reti e impianti di acquedotto nel Comune di Calvisano (codici ID A2A 189 e ID A2A 235) - 6 lotti", per un importo di 1.109.392,78 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 189/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento Acqua e Rifiuti della Regione Sicilia e avente a oggetto "Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)", per un importo di 1.468.541,94 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 190/2023/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 23 e 24, proposti dall'Assemblea Territoriale Idrica di Palermo e aventi a oggetto rispettivamente "Adduzioni: ripristino opere vetuste e/o in cattivo stato (progetto congiunto con Bagheria) (Santa Flavia)" e "Sostituzione rete idrica vetusta e/o in cattivo stato (Camporeale)", per un importo complessivo di 1.332.477,98 euro;

¹⁹ Si tratta, nello specifico, dell'intervento n. 10, avente a oggetto "Nuova centrale di sollevamento dell'acquedotto di Venezia e Chioggia sull'isola nuova del tronchetto e condotte di collegamento ..." che reca come ente di riferimento il Consiglio di Bacino Laguna di Venezia e come soggetto attuatore Veritas S.p.A., per l'intero importo ammesso a finanziamento (8,2 milioni di euro a valere sulle risorse del biennio 2019-2020 del Piano), trasferito nella linea di investimento M2C4-I4.1 del PNRR.

- le delibere 25 luglio 2023, 348/2023/R/idr, e 7 novembre 2023, 515/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 11, proposto dall'Autorità Unica per i Servizi Idrici e i Rifiuti (AUSIR) e avente a oggetto "Realizzazione di una presa di emergenza sul torrente Arzino a servizio dell'Acquedotto Destra Tagliamento (ADT). Interconnessione sistemi acquedottistici esistenti – solo progettazione", per un importo complessivo di 1.455.401,49 euro.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione da dicembre 2019 a gennaio 2024 ammonta a 50.942.209,1 euro, pari al 76,63% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza

Con il decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350 (registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022), il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il Ministero della cultura, il Ministero dell'economia e delle finanze, ha definito le modalità e i criteri per la redazione e l'aggiornamento del "Piano per gli interventi nelle infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" (PNISSI), attuando quanto previsto dall'art. 1, comma 516-bis²⁰, della legge del 27 dicembre 2017, n. 205, come modificata dalla legge 9 novembre 2021, n. 156, nell'ambito della riforma PNRR M2C4-R4.1, avente a oggetto "Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico". Il Piano, sul cui schema di decreto l'Autorità aveva fornito il proprio parere con l'atto 273/2022/I/idr del 21 giugno 2022, è finalizzato alla programmazione di interventi nel settore dell'approvvigionamento idrico primario, anche a uso plurimo, compresa la realizzazione di nuovi serbatoi per l'accumulo e la regolazione di risorsa idrica, nonché di interventi relativi alle reti idriche di distribuzione, con priorità per gli interventi volti "alla prevenzione del fenomeno della siccità, nonché alla mitigazione dei possibili e conseguenti danni, al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni di risorse idriche". Con riferimento alle modalità con cui le amministrazioni interessate (Autorità di bacino distrettuali, enti di governo dell'ambito e altri enti territoriali coinvolti) trasmettono al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti le informazioni e i documenti necessari alla definizione del Piano medesimo e i relativi criteri di priorità, il decreto indica (all'art. 2, comma 6), tra i requisiti soggettivi dei soggetti realizzatori (qualora si tratti di gestori del servizio idrico integrato), i seguenti:

- la conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente;
- l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal Programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche –, dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione).

Il decreto in parola prevede poi, all'art. 3, che il MIT, sulla base delle priorità e della documentazione trasmessa ai sensi dell'art. 2, conduca un'analisi e una valutazione *ex ante* degli interventi proposti, secondo una metodologia di valutazione (descritta nell'Allegato 2 al citato decreto) che assegna a ciascun intervento proposto un

²⁰ L'articolo in oggetto dispone che "con uno o più decreti del Ministro delle infrastrutture e [dei trasporti], di concerto con i Ministri [dell'ambiente e della sicurezza energetica], [dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste], della cultura e dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ... sono definiti le modalità e i criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale di cui al comma 516 (...) e della sua attuazione per successivi stralci (...)".

punteggio (*scoring*) – tenuto anche conto della specifica valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall’Autorità, con riferimento agli interventi proposti da soggetti dalla medesima regolati –.

In data 21 giugno 2023 è stato pubblicato sul sito del Ministero l’Avviso di apertura della finestra per il caricamento delle proposte, contenente il format dei documenti da trasmettere, indicando come data di chiusura della piattaforma, da ultimo, il 30 ottobre 2023. Alla scadenza del termine di presentazione, risultano caricate in piattaforma 562 proposte, per un totale di valore economico di oltre 13,5 miliardi di euro. Nel corso del secondo semestre del 2023 sono state avviate le attività di valutazione che porteranno all’adozione della proposta di Piano, alle quali l’Autorità fornirà il proprio contributo nell’ambito di uno specifico Gruppo di valutazione nominato dal Ministero con decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del 15 novembre 2023, n. 705.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Qualità tecnica

Aggiornamento della regolazione della qualità tecnica

Nel corso del 2023 l’Autorità ha avviato un percorso di riforma e aggiornamento della disciplina sulla qualità tecnica del SII (RQT)²¹, con la delibera 3 ottobre 2023, 440/2023/R/idr. Tale attività si è resa necessaria al fine di perseguire molteplici obiettivi:

- adottare le misure necessarie a orientare le scelte di investimento dei soggetti competenti verso soluzioni volte ad assicurare la garanzia degli approvvigionamenti, valutandone gli impatti e le possibili sinergie rispetto ai diversi usi della risorsa idrica nel bacino distrettuale di riferimento, alla luce dello scenario climatico in atto e in particolare del verificarsi negli ultimi anni di ricorrenti situazioni di crisi idrica e conseguente stress delle fonti;
- allineare la disciplina della qualità tecnica ai più recenti aggiornamenti recati dalla normativa eurounitaria di settore e, laddove già recepita, da specifici atti normativi nazionali; si fa riferimento, in particolare: i) alla direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità dell’acqua destinata al consumo umano, recepita con il decreto legislativo n. 18/2023; ii) al regolamento (UE) 741/2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo delle acque reflue urbane per gli usi irrigui ed industriali e al decreto legge n. 39/2023, per quanto di attinenza; iii) alle principali novità introdotte dalla revisione della direttiva acque reflue (direttiva 91/271/CEE);
- implementare un aggiornamento della regolazione della qualità tecnica che, da una parte, assicuri l’accelerazione del processo di miglioramento qualitativo degli operatori e, dall’altra, renda più fluida e omogenea l’attuazione della regolazione stessa.

²¹ Introdotta con la delibera 917/2017/R/idr e il relativo allegato A, recante la “Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQT)”.

Pertanto, nel documento per la consultazione 422/2023/R/idr²² e nel successivo documento per la consultazione 21 novembre 2023, 541/2023/R/idr, sono stati prospettati gli orientamenti dell'Autorità in materia. La principale novità ha riguardato l'introduzione di un nuovo macro-indicatore denominato "M0 – Resilienza idrica", volto a monitorare l'efficacia attesa del complesso sistema degli approvvigionamenti idrici a fronte delle previsioni sul soddisfacimento della domanda idrica nel territorio gestito, includendo nelle valutazioni anche gli usi diversi dal civile. Inoltre, nel confermare l'impianto generale dell'RQTI, in relazione agli standard generali, è stata prospettata l'opportunità di:

- introdurre una nuova soglia entro la quale valutare l'indicatore M1b ai fini dell'accesso alla classe A del macro-indicatore M1 sulle Perdite idriche e adottare soglie minime per gli indicatori prestazionali relativi alla quota dei volumi misurati associati al citato macro-indicatore;
- rendere uniforme il numero di classi individuate per tutti i macro-indicatori, mediante la declinazione di nuove classi e di nuovi standard evolutivi individuati per ogni classe per i macro-indicatori M2, M5 e M6;
- rimodulare gli obiettivi e le soglie per il macro-indicatore M3 sulla Qualità dell'acqua erogata, anche alla luce delle novità introdotte con il decreto legislativo n. 18/2023;
- identificare maggiori e più circoscritti criteri di definizione degli eventi di allagamento e di sversamento da includere nel calcolo dell'indicatore M4a, introdurre talune clausole di esclusione dalle sole premialità legate alla numerosità degli scaricatori di piena e fissare un livello di conformità standardizzato e uniforme a livello nazionale per la costruzione dell'indicatore M4b;
- riformulare il macro-indicatore M6 sulla Qualità dell'acqua depurata, con lo scopo di giungere a una valutazione di tutti i gestori sulla base di una metrica unica in relazione ai parametri inquinanti da considerare.

Relativamente ai prerequisiti – oltre all'aggiornamento del prerequisito sulla "Conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti" di cui all'art. 21 dell'RQTI, alla luce delle recenti novità apportate dal citato decreto legislativo n. 18/2023 –, l'Autorità ha ipotizzato di adottare un meccanismo di penalizzazione ulteriore ed esterno alla regolazione della qualità, per le situazioni di perdurante mancanza di taluni di essi, quale l'esclusione dall'aggiornamento tariffario. Per quanto riguarda gli standard specifici, in ragione dei quesiti posti da alcuni stakeholder nel corso delle istruttorie, si è ritenuto opportuno esplicitare alcune precisazioni relative, da un lato, alle modalità di corresponsione degli indennizzi automatici e, dall'altro, alle casistiche che generano l'obbligo di attivazione del servizio sostitutivo di emergenza. Con riferimento agli obblighi di comunicazione dei dati e delle informazioni di qualità tecnica, è stata prospettata la previsione di rendere strutturali le valutazioni su base biennale delle *performance* conseguite da ciascun gestore e la possibilità di mantenere comunque una rendicontazione annuale delle grandezze legate all'RQTI. In relazione al meccanismo incentivante è stato ipotizzato di applicare un tetto massimo alle premialità complessive da attribuire a ciascuna gestione, espresso in percentuale sul Vincolo ai ricavi del gestore. Infine, per quanto concerne l'attività di validazione dei dati da parte di enti di governo dell'ambito, l'Autorità ha poi posto in consultazione l'introduzione di una forma di condivisione/revisione della validazione da parte dell'EGA di un territorio diverso (sul modello del referaggio), in modo da potere beneficiare di esperienze diverse, condividere buone pratiche e rafforzare i profili di comparabilità (*yardstick*).

Con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr, confermando gli indirizzi generali illustrati in sede di consultazione, l'Autorità ha integrato la disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica mediante l'introduzione del macro-indicatore M0 – Resilienza idrica, al fine di promuovere investimenti in grado di incrementare la

22 Nel presente documento per la consultazione l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti generali per la definizione dell'impianto della nuova regolazione della tariffa dei servizi idrici per il quarto periodo regolatorio (MTI-4), unitamente ai primi orientamenti sull'RQTI.

sicurezza degli approvvigionamenti e, più in generale, mitigare gli effetti derivanti dal *climate change*. Il calcolo di M0 deve avvenire secondo un approccio evolutivo e bidimensionale: dapprima si prevede l'individuazione di una grandezza immediatamente misurabile poiché attinente ai soli usi del servizio idrico integrato (M0a), successivamente si prevede di giungere alla definizione puntuale – entro la fine dell'anno 2025 – di un indicatore che consideri anche i consumi diversi dal civile e le dotazioni idriche complessive del territorio (M0b); si prevede che tale definizione avvenga a valle di un'attività di interlocuzione con i diversi *stakeholder*, avviata nei primi mesi dell'anno 2024. Per il citato macro-indicatore è prevista un'applicazione parziale del meccanismo incentivante di premi/penalità, da attribuire in ragione delle *performance* delle singole gestioni, a partire dall'anno 2024.

Alla luce delle nuove disposizioni introdotte, si sono resi necessari l'aggiornamento e l'integrazione anche degli obblighi di monitoraggio, tenuta dei registri e comunicazione dei dati e delle informazioni di cui al Titolo 8 dell'RQTI, nonché delle disposizioni presenti al Titolo 7 dell'RQTI sulle modalità di applicazione del meccanismo incentivante.

Tutte le novità sopra descritte dovranno essere applicate a partire dai dati relativi all'annualità 2024. In ragione del fatto che è comunque necessario un ricalcolo anche dei macro-indicatori relativi all'anno 2023 in vista dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2024-2025 – dal momento che essi costituiscono la base per la valutazione delle *performance* relative a tale periodo –, l'Autorità ha predisposto appositi strumenti informatici per facilitare la compilazione dei questionari di cui alla raccolta dati di prossima apertura, per quanto di pertinenza.

Infine, per quanto concerne il rafforzamento dell'attività di validazione dei dati di qualità trasmessi all'Autorità, è stato stabilito che la verifica da parte di *pool* di enti di governo dell'ambito²³ – successivamente definiti dall'Autorità – avverrà a partire dalla raccolta dati da effettuarsi nell'annualità 2026 e successivamente a cadenza biennale. In merito all'introduzione di un meccanismo di penalizzazione ulteriore per le situazioni di perdurante mancanza di taluni requisiti, l'Autorità ha confermato che i gestori per i quali si rinverranno ritardi e carenze nell'implementazione dei piani (in precedenza comunicati all'Autorità) per il superamento dell'eventuale mancanza dei medesimi sono esclusi dall'aggiornamento tariffario, ai sensi dell'art. 9 della delibera 639/2023/R/idr, fissandone anche in questo caso la decorrenza a partire dall'anno 2026.

Da ultimo, si segnala che, alla luce del recepimento – mediante il decreto legislativo n. 18/2023 – della direttiva 2020/2184/UE, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare l'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr²⁴, stabilendo un obbligo ulteriore di trasparenza che prevede l'integrazione, nell'ambito delle specifiche pagine web dei gestori, di tutte le informazioni sulla composizione dell'acqua distribuita disposte dalla citata normativa.

Inoltre, con la citata delibera 637/2023/R/idr, l'Autorità ha provveduto ad apportare talune modifiche all'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr²⁵ (RQSII), in coerenza con la nuova impostazione stabilita anche per la regolazione della qualità tecnica, prevedendo in particolare di: i) rendere strutturali le valutazioni su base biennale delle *performance* conseguite per i macro-indicatori "MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrat-

²³ Ciascun *pool* include quello competente territorialmente per la gestione in considerazione.

²⁴ Recante "Approvazione della prima direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato".

²⁵ Recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono".

tuale” e “MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio”; ii) introdurre un tetto massimo alle premialità da attribuire a ciascuna gestione. Le nuove disposizioni si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2024.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2020 e 2021 (RQTI)

Nel corso dell'anno 2023 si è concluso il secondo procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità di qualità tecnica, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore negli anni 2020 e 2021, secondo quanto stabilito al Titolo 7 della delibera 917/2017/R/idr. Nell'ambito del procedimento in parola, avviato con la delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 28 giugno 2023, 303/2023/R/idr.

Come per il precedente procedimento di attribuzione di premi e penalità per gli anni 2018 e 2019, il nuovo procedimento ha beneficiato di un articolato percorso istruttorio, che ha portato a escludere dal meccanismo incentivante alcuni macro-indicatori per taluni gestori, per situazioni di fatto (es. servizio non gestito), istanze dell'ente di governo dell'ambito specificamente previste (es. eventi imprevisti che abbiano provocato un peggioramento delle *performance*, mancanza di prerequisiti), mancata ottemperanza a prescrizioni regolatorie (es. mancato invio di predisposizioni tariffarie), carenze nella documentazione fornita o incongruenze dei dati. L'applicazione del meccanismo è stata preceduta dalla comunicazione a ciascuna gestione interessata della/delle casistica/casistiche di criticità, al fine di recepire eventuali osservazioni da queste ultime. L'esito della seconda applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e i risultati sono descritti nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, l'Autorità ha, inoltre, avviato le attività propedeutiche all'aggiornamento dei dati di qualità tecnica riportati sul portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito web dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio comune, precedentemente alimentato con i dati del 2019. Si prevede che tale attività di aggiornamento venga portata a termine entro i primi mesi del 2024.

Qualità contrattuale

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2022

Nel mese di febbraio 2023, è stata avviata la “Raccolta dati: qualità contrattuale del servizio idrico integrato – anno 2022”²⁶ con la finalità di acquisire:

²⁶ I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2022 sono stati fissati nel 15 marzo 2023, per i gestori, e nel 26 aprile 2023, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2022, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, funzionale all'applicazione del meccanismo di incentivazione²⁷ di cui al Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr²⁸ (RQSII), basato sui macro-indicatori di qualità contrattuale 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 disattivazione della fornitura) e MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del servizio" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza)²⁹.

Con la medesima raccolta, sono stati acquisiti anche i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr e s.m.i., entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020³⁰.

Nel corso del mese di marzo 2024, inoltre, l'Autorità ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet i dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato comunicati dai singoli gestori con riferimento a ciascun indicatore di *performance* del servizio offerto all'utenza relativamente all'annualità 2021. La pubblicazione comparativa dei dati di qualità, prevista dal comma 77.7³¹ della medesima RQSII, è finalizzata al rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore³². Come anticipato con la precedente *Relazione Annuale*, la pubblicazione dei dati relativamente all'annualità 2021 è stata rimandata a un momento successivo alla conclusione del procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2020-2021, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale, per la cui illustrazione si rimanda al successivo paragrafo.

L'Autorità, infine, ha avviato le attività propedeutiche all'aggiornamento dei dati di qualità contrattuale da riportare sul portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, facilmente consultabile dagli utenti, che restituisce l'indicazione, per singola gestione, tra l'altro, del numero di prestazioni eseguite entro e fuori lo standard, della presenza di eventuali standard migliorativi individuati dai competenti enti di governo dell'ambito, nonché dei valori raggiunti con riferimento ai singoli macro-indicatori sopra richiamati.

27 Sulla base di quanto previsto al comma 91.2 dell'RQSII, a partire dal 2024 e analogamente al meccanismo incentivante della qualità tecnica, illustrato al precedente paragrafo, la valutazione della *performance* della singola gestione viene effettuata – stabilmente – al termine del periodo di valutazione, costituito dal biennio precedente.

28 Titolo XIII introdotto con la delibera 547/2019/R/idr e successivamente integrato e modificato con la delibera 637/2023/R/idr.

29 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dall'RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 dell'RQSII.

30 Tali casistiche sono dettagliate dall'art. 10 del REMSII che prevede l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 30 € per (a) sospensione/disattivazione della fornitura di un utente non disalimentabile, (b) disattivazione di un utente finale domestico residente, (c) limitazione/sospensione/disattivazione in assenza di invio della comunicazione di costituzione in mora, (d) limitazione/sospensione/disattivazione in presenza di una puntuale comunicazione di avvenuto pagamento da parte dell'utente. Il medesimo art. 10 prevede altresì l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 10 euro per limitazione/sospensione/disattivazione con comunicazione di costituzione in mora viziata da minori errori procedurali.

31 Il comma 77.7 dell'RQSII dispone che l'Autorità possa utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:

a) controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
b) la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

32 In coerenza con quanto previsto dall'obiettivo strategico OS1 "Promuovere l'*empowerment* del consumatore" del Quadro Strategico 2022-2025, allegato A alla delibera 13 gennaio 2023, 2/2022/A.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per gli anni 2020 e 2021 (RQSII)

Nel corso dell'anno 2023 si è concluso il primo procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità della qualità contrattuale, basato sulle *performance* realizzate da ciascun gestore nel biennio 2020-2021³³, come previsto dal meccanismo incentivante definito con il Titolo XIII della citata RQSII nonché dalla delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità³⁴ nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica al fine di mitigare le possibili forme di discontinuità riscontrabili nelle suddette *performance* in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

In particolare, il menzionato procedimento, avviato con la delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr, si è articolato in due fasi:

- una prima fase di identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni ai fini della definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità riferite a tutti gli stadi, per il biennio 2020-2021;
- una seconda fase di attribuzione delle penalità per tutte le gestioni che non hanno inviato – nel rispetto dei termini fissati dall'Autorità – i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

Successivamente alla pubblicazione della sopracitata delibera 69/2022/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori finalizzati a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dai gestori del SII nell'ambito delle edizioni della raccolta dati di qualità contrattuale rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal medesimo meccanismo, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2022, 734/2022/R/idr.

L'attività istruttoria è proseguita nel corso del 2023 con l'invio di comunicazioni individuali volte a rendere edotti – nei casi in cui siano emerse casistiche di esclusione o criticità – le gestioni e i pertinenti enti di governo dell'ambito degli esiti delle verifiche svolte, al fine di consentire i necessari approfondimenti. Nello specifico, le verifiche svolte hanno riguardato:

- la sussistenza dei presupposti per l'applicazione delle penalità attribuibili – ai sensi del comma 1, lett. b), della delibera 69/2022/R/idr – nei casi di mancato invio dei dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale;
- l'ammissibilità (o meno) al meccanismo incentivante da valutare al ricorrere delle seguenti casistiche: i) gestione integrata del servizio idrico (e conseguente esclusione nei casi di gestione del solo servizio di fognatura e/o depurazione); ii) ottemperanza agli obblighi di trasmissione dei dati di qualità contrattuale richiesti dall'Autorità ai fini dell'individuazione dei livelli di partenza dei singoli macro-indicatori; iii) eventuale presenza

³³ Con riferimento al biennio 2020-2021, l'espletamento delle valutazioni quantitative è stato svolto sulla base dei dati di qualità contrattuale, qualora comunicati dai gestori nell'ambito delle relative raccolte dati, con riferimento all'anno 2018 (anno base) e all'anno 2021 (anno obiettivo), assumendo per perseguito l'obiettivo relativo all'anno 2020.

³⁴ In particolare, la richiamata delibera 235/2020/R/idr ha previsto che gli obiettivi di qualità contrattuale, relativi al 2020 e al 2021, siano valutati cumulativamente su base biennale, con la precisazione che, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (di penalizzazione) nell'anno 2022, con riferimento alle annualità 2020 e 2021, costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno 2021.

di istanze di deroga³⁵ specifiche sottoposte all'attenzione dell'Autorità medesima; iv) casi di adozione dello schema regolatorio di convergenza³⁶;

- l'ammissibilità alle premialità in ordine alla presenza di una proposta di schema regolatorio MTI-3, all'attività di validazione in capo agli enti di governo dell'ambito, nonché agli obblighi di versamento delle componenti perequative specifiche del settore idrico alla CSEA;
- la coerenza e la consistenza dei dati forniti, anche mediante l'individuazione di alcune casistiche di incompletezza che, oltre a configurarsi quale profilo di inadempienza agli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità e a obblighi di servizio, sono risultate indice di un inadeguato livello qualitativo garantito all'utenza, suggerendo pertanto la necessità di escludere l'accesso alle premialità per le relative gestioni.

L'esito della prima applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 17 ottobre 2023, 476/2023/R/idr, e viene approfonditamente descritto nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Misura

Monitoraggio sull'applicazione di tutele omogenee per i consumatori dei servizi idrici

Come noto, con la delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, nell'ottica di incrementare le garanzie e rafforzare la trasparenza verso gli utenti, sono stati introdotti, tra l'altro, elementi minimi di tutela nel caso di problematiche connesse alle perdite occulte sugli impianti degli utenti, prevedendo, più nel dettaglio, che i gestori siano tenuti a esplicitare nel documento di fatturazione e sui propri siti istituzionali i contenuti delle tutele previste in tali circostanze, stabilendo altresì regole minime comuni e uniformi. Inoltre, è stata stabilita l'adozione (con applicazione a partire dal 1° gennaio 2023) di ulteriori standard specifici e dei relativi indennizzi automatici, in merito – in particolare – al “Numero minimo di tentativi di raccolta della misura relativi a utenti finali”, rispettivamente con consumi medi annui fino a 3000 m³ (SR1) oppure superiori a 3000 m³ (SR2), posti rispettivamente pari a due e tre all'anno, nonché al “Tempo minimo di preavviso per i tentativi di raccolta delle misure agli utenti finali equipaggiati con misuratori non accessibili o parzialmente accessibili”, posto pari a 48 ore. Anche per tali indicatori è stato previsto l'obbligo di aggiornamento delle Carte dei servizi dei gestori. Nel corso dell'anno 2023, nell'ambito delle verifiche svolte al fine dell'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023, è stato condotto anche uno specifico monitoraggio sull'adeguamento delle Carte dei servizi, ovvero dei regolamenti d'utenza, di ciascun gestore a quanto previsto dalla regolazione, con particolare riferimento alle disposizioni minime in tema di perdite occulte e misura. Un simile monitoraggio è stato svolto anche nell'ambito della verifica delle condizioni di ammissibilità all'erogazione dei fondi *Next Generation* EU (REACT-EU e PNRR).

35 Nei casi di ricorso, da parte dell'operatore interessato, alle facoltà previste dalla delibera 547/2019/R/idr, per l'applicazione graduale del meccanismo di incentivazione (deroga per aggregazione gestionale, deroga per eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016 e dei giorni successivi).

36 Allo schema di convergenza è espressamente associato un percorso di progressivo recupero della qualità del servizio secondo un programma di impegni ben identificati tale per cui le gestioni che ricadono in questa casistica non possono che risultare escluse dalle valutazioni di tutti gli Stadi.



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

SETTORIALE

Metodo tariffario transitorio

La legge 21 aprile 2023, n. 41¹, introducendo l'art. 47-*bis* nel decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, estendendo le competenze attribuite all'Autorità nella regolazione di settore, tramite l'introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. In particolare, per effetto della citata novella normativa, l'art. 10, comma 17, lett. e) del decreto legislativo n. 102/2014 dispone che l'Autorità stabilisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. Tale intervento normativo ha fatto seguito alla segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, con la quale l'Autorità aveva posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre un regime di prezzi regolati per il servizio di teleriscaldamento, alla luce degli esiti di un'indagine conoscitiva condotta dalla medesima nel corso del 2022, al fine di valutare la congruità dei prezzi di detto servizio, i cui risultati sono stati illustrati nel Volume 2 della *Relazione Annuale 2023*².

L'Autorità, con delibera 20 giugno 2023, 277/2023/R/tlr, ha quindi avviato il procedimento per la definizione del metodo tariffario applicabile al settore del teleriscaldamento.

I primi orientamenti dell'Autorità sono stati illustrati nel documento di consultazione 3 agosto 2023, 388/2023/R/tlr, nell'ambito del quale l'Autorità ha proposto l'utilizzo di un approccio ibrido per la determinazione dei costi riconosciuti per l'erogazione del servizio, facendo riferimento a metodologie riconducibili al paradigma del *cost of service regulation* (o *rate of return regulation*), con la contestuale applicazione di costi standard per l'attività di produzione di energia termica.

Con la delibera 28 settembre 2023, 431/2023/R/tlr, l'Autorità ha successivamente rinviato i termini di conclusione del procedimento al 31 dicembre 2023, al fine di effettuare una raccolta dati sui costi di erogazione del servizio e di disporre dei risultati dello studio sui costi standard di produzione di energia termica, affidato alla società Ricerca sul sistema energetico – RSE S.p.a. – con la delibera 28 settembre 2023, 430/2023/A.

Gli orientamenti finali per la determinazione del metodo tariffario sono stati illustrati nel documento per la consultazione 24 novembre 2023, 546/2023/R/tlr. L'Autorità, in particolare, in coerenza con quanto previsto all'art. 10, comma 18, del decreto legislativo n. 102/2014, che richiede di adottare gradualità nell'intervento di regolazione, ha scelto di adottare un approccio multifase, in modo da coniugare le esigenze di tutela degli utenti con il mantenimento di condizioni di equilibrio economico-finanziario degli esercenti, prevedendo:

- di definire, per il periodo transitorio (compreso tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un criterio per la fissazione di un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato (il costo del servizio di riscaldamento

1 Recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune. Disposizioni concernenti l'esercizio di deleghe legislative".

2 Nell'ambito della richiamata indagine conoscitiva (i cui esiti sono stati riportati nell'Allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr) sono emerse potenziali criticità sia in relazione alle dinamiche di mercato, sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati. In particolare:

- con riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti del servizio di teleriscaldamento sono risultati in genere superiori al costo di erogazione di un servizio equivalente tramite caldaia a gas; è emerso che, pertanto, la possibilità di sostituire il teleriscaldamento con una caldaia a gas non sembra sufficiente ad allineare i prezzi tra i due settori;
- con riferimento all'equità dei prezzi applicati, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallineamento tra costi e ricavi del servizio in quanto, all'incremento dei ricavi, non è corrisposta una crescita dei costi variabili di produzione.

alternativo più conveniente disponibile sul mercato), al fine di assicurare l'applicazione di prezzi coerenti con un assetto concorrenziale del mercato dei servizi di riscaldamento;

- di introdurre a regime, a partire dal 1° gennaio 2025, un vincolo ai ricavi determinato sulla base dei costi efficienti di erogazione del servizio.

Il metodo tariffario applicabile nel periodo transitorio (MTL-T) è stato approvato con la delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr. L'Autorità, pur confermando l'applicazione di logiche di costo evitato, in coerenza con quanto fatto in passato dalla maggior parte degli operatori del settore, ha tuttavia adottato specifici correttivi in modo tale da risolvere le principali criticità delle metodologie precedentemente utilizzate, evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva sopra richiamata.

In primo luogo, l'Autorità ha apportato delle modifiche alla modalità di calcolo del costo evitato, prevedendo l'utilizzo di parametri che fossero maggiormente rappresentativi dei costi effettivamente sostenuti dagli utenti (in particolare, si evidenzia l'utilizzo di rendimenti della caldaia in linea con i modelli a condensazione attualmente disponibili sul mercato).

Un ulteriore correttivo riguarda l'applicazione di un tetto al valore massimo del costo evitato, per la quota di energia termica prodotta da impianti alimentati con fonti diverse dal gas naturale. Tale intervento consente di assicurare una correlazione tra i costi e i ricavi degli esercenti, anche in presenza di picchi delle quotazioni del gas naturale, a differenza di quanto avvenuto nel corso della crisi energetica del 2022.

Qualità tecnica

Il decreto legislativo n. 102/2014 ha attribuito all'Autorità anche specifici poteri di regolazione e controllo della qualità tecnica del servizio di telecalore, tra cui la definizione di standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio (art. 10, comma 17, lett. a)).

La disciplina della qualità tecnica, applicabile nel primo periodo di regolazione (1° gennaio 2021-31 dicembre 2023), è stata definita con la delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr. L'Autorità, stante l'approssimarsi della scadenza del periodo di regolazione, con la delibera 24 gennaio 2023, 20/2023/R/tlr, ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in materia. Le nuove disposizioni di qualità tecnica (di seguito: RQTT) sono state successivamente approvate con la delibera 25 luglio 2023, 346/2023/R/tlr.

Nell'ambito della revisione della disciplina, l'Autorità ha in primo luogo previsto di applicare una durata indeterminata del periodo di regolazione della qualità tecnica, in quanto l'esperienza maturata nel corso del primo periodo di regolazione ha consentito di individuare gli ambiti di intervento rilevanti e di verificare l'efficacia delle misure introdotte. Eventuali ulteriori revisioni della regolazione della qualità tecnica saranno dunque effettuate esclusivamente nel caso in cui emergano necessità di adeguamento nell'ambito dell'attività di monitoraggio del settore.

Per quanto concerne le disposizioni applicabili, l'Autorità ha sostanzialmente confermato la disciplina previgente, prevedendo un rafforzamento delle misure a tutela della continuità del servizio.

L'RQTT, in particolare, con riferimento alla continuità del servizio prevede:

- l'obbligo, per gli esercenti, di adottare ogni misura ragionevole e conforme alla legislazione e alla normativa tecnica per evitare il ripetersi di interruzioni a breve distanza di tempo per gli stessi utenti;
- l'obbligo di fornire un preavviso minimo all'utente nel caso di interruzioni programmate (48 ore nel periodo invernale e 24 nel periodo estivo);
- l'introduzione di uno standard specifico di continuità del servizio per la durata massima delle interruzioni non programmate, pari a 12 ore nel periodo invernale e a 24 ore nel periodo estivo;
- l'erogazione di un indennizzo automatico in caso di violazione dello standard di continuità, proporzionale alla dimensione dell'utente (nello specifico, alla capacità contrattuale).

Per quanto concerne, invece, la sicurezza del servizio, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le disposizioni introdotte nel primo periodo di regolazione, che includono, in particolare:

- l'obbligo, per gli esercenti, di disporre di un numero dedicato al servizio di pronto intervento, nonché di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento; per gli esercenti di maggiori dimensioni è previsto, inoltre, uno standard generale di arrivo sul luogo di chiamata per dispersioni entro 3 ore per almeno il 90% delle chiamate;
- l'obbligo di disporre di un'organizzazione e di attrezzature adeguate a garantire tempestiva ed efficace gestione di emergenze e incidenti, in coordinamento con le autorità locali e le forze di pubblica sicurezza; in seguito, al verificarsi di emergenze o incidenti, gli esercenti sono tenuti a predisporre un rapporto in cui ne siano indicate le cause e le misure adottate per garantire la sicurezza e la continuità del servizio;
- l'obbligo di ispezionare la totalità della rete ogni 5 anni;
- l'obbligo di messa in sicurezza tempestiva, o comunque entro 24 ore dalla localizzazione, delle dispersioni di massima pericolosità;
- l'obbligo di eseguire periodicamente controlli della qualità del fluido di rete, al fine di verificare il rispetto dei *range* operativi di specifici parametri chimico-fisici.

Trasparenza

Il decreto legislativo n. 102/2014 ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione in materia di trasparenza del servizio di telecalore. In particolare, l'art. 9, comma 7 del citato decreto prevede che l'Autorità definisca le modalità con cui il venditore al dettaglio di energia (inclusa quella termica) fornisca:

- su richiesta dell'utente, informazioni sulla fatturazione energetica e sui consumi storici, a un fornitore di servizi energetici (lett. a));
- l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione e sulle bollette in formato elettronico, oltre alla possibilità di richiedere informazioni sulla compilazione delle fatture (lett. b));
- un elenco di informazioni minime insieme alla fattura (prezzi correnti effettivi, confronto tra il consumo attuale e quello dell'anno precedente, contatti delle associazioni, ecc.) (lett. c));
- informazioni aggiuntive per la valutazione globale dei consumi energetici e soluzioni flessibili per i pagamenti (lett. d)).

L'art. 9, comma 8, prevede che l'Autorità assicuri che non siano applicati corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture e per l'accesso ai dati relativi ai consumi. Infine, l'art. 10, comma 17, stabilisce che l'Autorità definisca

le modalità con cui rendere pubblici i prezzi del calore, l'allacciamento, la disconnessione e altre attrezzature accessorie (lett. c)).

L'Autorità ha definito la disciplina della trasparenza del servizio applicabile nel primo periodo di regolazione (1° gennaio 2021-31 dicembre 2023), con delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tlr. Stante l'approssimarsi del termine del periodo di regolazione, con la delibera 22 gennaio 2019, 19/2023/R/tlr, è stato avviato un procedimento per la revisione delle norme applicabili. Le nuove disposizioni in materia di trasparenza sono state successivamente approvate con la delibera 25 luglio 2023, 344/2023/R/tlr (di seguito: TITT).

Per quanto concerne le norme applicabili, l'Autorità ha sostanzialmente confermato gli ambiti di intervento previsti nel primo periodo di regolazione, e in particolare:

- obblighi in materia di contenuti minimi dei contratti di fornitura e modalità di comunicazione di eventuali modifiche;
- modalità di pubblicazione dei prezzi del servizio;
- obblighi in materia di contenuti minimi dei documenti di fatturazione;
- obblighi di trasparenza in materia di qualità del servizio e diritti degli utenti, con pubblicazione degli standard di qualità previsti per il servizio e le informazioni di carattere generale;
- pubblicazione di informazioni sulle prestazioni ambientali del sistema di telecalore;
- obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, al fine di consentire il monitoraggio dei prezzi del servizio.

La presenza di elementi informativi minimi nel contratto di fornitura è un requisito particolarmente rilevante, in quanto consente all'utente di selezionare in modo consapevole il servizio di climatizzazione, con un impatto positivo sulla concorrenza. Il TITT, al riguardo, prevede che debbano essere indicati nel contratto, tra l'altro:

- i prezzi praticati per l'erogazione del servizio, con dettaglio delle diverse componenti applicate e delle modalità di aggiornamento;
- i parametri tecnici di fornitura garantiti all'utente (potenza disponibile, temperatura di fornitura e periodo di erogazione), oltre agli altri obblighi di qualità del servizio;
- le modalità di esercizio del diritto di recesso;
- le modalità e le condizioni di pagamento, incluso il tasso di interesse applicato in caso di morosità dell'utente.

Il TITT prevede, inoltre, che l'esercente sia tenuto a comunicare all'utente eventuali modifiche unilaterali del contratto di fornitura con un preavviso minimo di 60 giorni. In caso di mancato rispetto del termine, eventuali modifiche peggiorative delle condizioni contrattuali non sono applicabili.

Per quanto concerne la trasparenza dei prezzi, il TITT prevede l'obbligo, per gli esercenti, di pubblicare sul proprio sito internet i prezzi aggiornati per ciascuna tipologia di prezzo applicata. È stato, inoltre, previsto l'obbligo di fornire ai potenziali utenti, unitamente al preventivo di allacciamento, una scheda informativa che riporti una stima del costo annuale del servizio.

Tra le principali disposizioni in materia di contenuti minimi delle bollette inviate agli utenti, si evidenziano invece gli obblighi di:

- indicare separatamente gli importi relativi a ciascun corrispettivo applicato e gli importi relativi a eventuali conguagli;

- indicare se le letture utilizzate per la fatturazione sono rilevate o stimate, prevedendo che, nel caso di letture stimate, sia chiaramente indicato che gli importi fatturati saranno oggetto di un successivo conguaglio;
- indicare lo stato dei pagamenti e le procedure previste dal contratto in caso di morosità.

La principale novità del TITT, rispetto a quanto previsto nel primo periodo di regolazione, riguarda tuttavia gli obblighi in materia di informazione sulle prestazioni ambientali delle reti di telecalore. Gli esercenti, in particolare, sono tenuti a fornire agli utenti i seguenti elementi informativi:

- informazioni sul *mix* di combustibili utilizzato per la produzione dell'energia termica immessa in rete nell'anno precedente, precisando la quota di energia rinnovabile certificata tramite garanzie di origine;
- nel caso di reti di teleriscaldamento alimentate da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 20 MW, informazioni relative alle emissioni di gas a effetto serra e sul fattore di conversione in energia primaria.

L'Autorità, in modo analogo a quanto previsto per la disciplina della qualità tecnica, ha infine previsto di applicare una durata indeterminata del periodo di regolazione. Eventuali ulteriori revisioni della disciplina saranno dunque effettuate esclusivamente nel caso in cui emergano necessità di adeguamento nell'ambito dell'attività di monitoraggio del settore.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lett. gg), del decreto legislativo n. 102/2014, definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento *"qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria"*. La regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica pertanto esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

L'Autorità, con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del citato decreto legislativo n. 102/2014. A tal fine l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50% dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;
- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente all'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso dell'anno 2023 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2023 risultano escluse dalla regolazione 124 reti di distribuzione del calore (si tratta sostanzialmente di micro-reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio).

Monitoraggio delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione

Al fine di monitorare lo stato del settore e verificare il rispetto della regolazione introdotta dall'Autorità sono previsti specifici obblighi informativi in capo agli operatori, che prevedono l'invio di informazioni su base annuale.

Nel mese di settembre 2023 è stata effettuata la "Raccolta dati integrata telecalore – anno di riferimento 2022" con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti, trasparenza e misura nel settore del telecalore. Gli obblighi informativi in particolare riguardano:

- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso progressivi con la dimensione dell'esercente);
- le prestazioni di qualità commerciale eseguite, il grado di rispetto degli standard e gli indennizzi erogati agli utenti, necessari a monitorare la qualità del servizio;
- i costi e i ricavi dell'attività di allacciamento di nuovi utenti, necessari per verificare che i ricavi derivanti dai corrispettivi di allacciamento (ed eventuali corrispettivi di salvaguardia, in caso di recesso anticipato) non siano superiori ai costi sostenuti dall'esercente;
- i prezzi praticati agli utenti, la tipologia di prezzo e il metodo di determinazione;
- il numero e la tipologia di contatori di fornitura installati presso gli utenti, nonché le prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli strumenti.



CAPITOLO

8



**REGOLAZIONE NEL CICLO
DEI RIFIUTI URBANI**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l'interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e di perseguimento dell'obiettivo "OS.20 Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Nello specifico, nel corso delle riunioni del 2023 – anche al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione dei rilievi presentati nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità – il Tavolo ha affrontato le seguenti principali tematiche:

- determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari, nonché definizione di standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 16 maggio 2023, 214/2023/R/rif;
- predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 13 giugno 2023, 262/2023/R/rif;
- aggiornamento biennale 2024-2025 del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2), secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 20 giugno 2023, 275/2023/R/rif;
- modalità operative per la riclassificazione delle componenti di ricavo e di costo per la determinazione del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata, in attuazione di quanto previsto dalla delibera 3 agosto 2023, 389/2023/R/rif;
- costi e ricavi connessi con le attività di *"prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata"*, secondo quanto previsto nella citata delibera 389/2023/R/rif, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sez. II, n. 7196/2023.

Nelle riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle differenti modalità organizzative e gestionali definite dalle Amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese. Con riferimento a tali profili e nell'ottica di analizzare gli assetti locali del servizio e i processi decisionali di competenza territoriale, gli uffici hanno altresì accolto la richiesta delle Regioni e delle Associazioni rappresentative delle autonomie locali e degli enti di governo dell'ambito di organizzare incontri tecnici, al fine di fornire ai soggetti territoriali interessati chiarimenti in merito a eventuali dubbi applicativi sulla regolazione in materia di gestione dei rifiuti urbani.

In tema di monitoraggio degli assetti locali, a partire già dal primo semestre del 2023, l'Autorità ha dato attuazione alle previsioni di cui all'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201 secondo cui: *"Al fine di contribuire alla razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente presenta alle Camere una periodica relazione semestrale sul rispetto delle prescri-*

zioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli enti di governo dell'ambito". In particolare, gli uffici hanno richiesto a tutte le Regioni e alle Province autonome informazioni aggiornate relativamente all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, con specifico riguardo alla delimitazione degli ambiti territoriali ottimali (ATO), ai profili di costituzione e operatività dei relativi enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), al rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, all'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO, nonché ai casi di attivazione di poteri sostitutivi, secondo le previsioni della normativa di settore vigente. A seguito dell'analisi delle risposte pervenute, il primo quadro emerso è stato illustrato dall'Autorità alle Camere nell'ambito della *Relazione Annuale 2022, Volume I*.

Infine, in ottemperanza alla citata previsione legislativa, l'Autorità, con la relazione 21 dicembre 2023, 609/2023/II rif, ha illustrato gli esiti del secondo monitoraggio, fornendo un quadro aggiornato degli assetti locali, sulla base dei dati e delle informazioni acquisiti dai soggetti competenti. In particolare, nell'ambito di tale relazione semestrale, l'Autorità ha valutato positivamente l'utilità di integrare l'attività di monitoraggio, ricomprendendovi anche profili relativi alla tematica degli affidamenti, con particolare riferimento alle informazioni concernenti il numero degli affidamenti, le loro scadenze, il perimetro amministrativo e la tipologia di servizio assegnato. Da tale monitoraggio è emerso un quadro che può essere così sinteticamente riportato:

- sotto il profilo della delimitazione territoriale degli ATO, una diffusa preferenza per una perimetrazione di livello regionale che, tuttavia, anche in considerazione dell'eventuale presenza di sub-ambiti o aree cui sono delegate talune funzioni o nella possibile compresenza di soggetti cui sono attribuite competenze decisionali, non appare tale da poter autonomamente indicare forme di convergenza verso assetti maggiormente razionalizzati;
- con riferimento alla costituzione degli EGATO, la maggioranza delle regioni e le due province autonome ha proceduto all'individuazione degli EGATO ma solo in alcuni casi si rileva il perfezionamento del processo di costituzione e di piena operatività dei medesimi; risulta evidente la diffusa attitudine ad articolare competenze o a prevedere modalità eterogenee di coordinamento, pur non mancando casi di efficace esercizio unitario delle competenze previste nella normativa di settore ed esercitate da enti di dimensione sub-regionale o, talvolta, anche sub-provinciale;
- con riguardo alle aree territoriali in cui gli EGATO sono stati previsti, sussistono criticità nel perfezionamento dei procedimenti di partecipazione degli enti locali, in alcuni casi risolte mediante l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte degli organismi regionali competenti;
- l'analisi degli affidamenti dei servizi di raccolta e trasporto denota una generale definizione, anche nei casi di delimitazione regionale degli ATO, di bacini a livello sovracomunale, sebbene di livello infra-provinciale.

Collaborazione con altre istituzioni

Tavolo tecnico istituzionale per il PNPR

L'art. 180 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legislativo 3 settembre 2020 n. 116, prevede, "al fine di promuovere in via prioritaria la prevenzione della produzione dei rifiuti", l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy), il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'agricoltura, della

sovranità alimentare, e delle foreste), del Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti, precisando che il citato Programma fissi "idonei indicatori e obiettivi qualitativi e quantitativi per la valutazione dell'attuazione delle misure di prevenzione dei rifiuti in esso stabilite".

Ai fini dell'aggiornamento del precedente Programma, adottato nel 2013 alla luce delle intervenute modifiche legislative, è stato istituito un Tavolo tecnico istituzionale, coordinato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, composto dal Ministero delle imprese e del *made in Italy*, dal Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, da ARERA e con il supporto tecnico dell'Istituto superiore di sanità, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), del Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e dell'Istituto nazionale di statistica (Istat).

Nell'ambito del citato Tavolo tecnico, l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso la formulazione di proposte di integrazione del Programma, finalizzate a esplicitare il ruolo della regolazione nel perseguimento degli obiettivi di prevenzione. Al riguardo, nell'alveo delle competenze attribuite dal legislatore, l'Autorità ha introdotto misure tese, tra l'altro, al riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori del servizio per il potenziamento delle attività di prevenzione e per le attività connesse con la promozione di campagne ambientali, nonché alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata da porre a carico dei soggetti interessati dagli obblighi derivanti dalla responsabilità estesa del produttore (*Extended Producer Responsibility* – *EPR*), che saranno illustrate nel seguito del presente Capitolo, permettendo in tal modo il rafforzamento dei segnali di prezzo trasferiti ai consumatori e, conseguentemente, il contenimento dei consumi e la scelta di prodotti con vita utile superiore o riutilizzabili. Inoltre, la definizione di una specifica componente perequativa¹ – che si aggiunge alla tariffa corrisposta dagli utenti per la fruizione del servizio di gestione dei rifiuti urbani – a copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati, dandone separata evidenza negli avvisi di pagamento, può contribuire a responsabilizzare la collettività per la diffusione di modelli comportamentali virtuosi rivolti alla prevenzione di tale fenomeno.

Cabina di regia sulla transizione ecologica

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), con la finalità di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee Strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

In particolare, gli obiettivi prioritari individuati riguardano:

- il rafforzamento della *leadership* italiana nei tavoli CEN/ISO;
- il consolidamento del rapporto con il legislatore e l'amministrazione pubblica, anche per una semplificazione attraverso l'uso delle norme.

La citata Cabina di regia offre un importante presidio sugli sviluppi della normazione tecnica a livello europeo sui temi inerenti, tra l'altro, all'economia circolare, consentendo di intercettare eventuali aree di interesse per lo

¹ Delibera 3 agosto 2023, 386/2023/R/rif, recante "Istituzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani", illustrata nel seguito del presente Capitolo.

sviluppo di misure regolatorie finalizzate a promuovere la transizione verso modelli di gestione ambientalmente ed economicamente più sostenibili.

Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza per le linee di investimento M2C1 – I1.1 e M2C1 – I1.2

In data 28 settembre 2021 l'allora Ministro della transizione ecologica ha adottato due decreti ministeriali (DM) relativi all'approvazione dei criteri di selezione dei progetti per l'assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in relazione alla Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 1 "Economia circolare e agricoltura sostenibile", funzionali a "colmare il gap impiantistico nel settore della gestione dei rifiuti urbani e speciali che, allo stato, ostacola lo sviluppo di filiere circolari":

- DM n. 396/2021 per la realizzazione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti e l'ammodernamento di impianti esistenti, nell'ambito dell'Investimento 1.1 (1.500.000.000 euro);
- DM n. 397/2021 per la realizzazione di progetti "faro" di economia circolare, nell'ambito dell'Investimento 1.2 (600.000.000 euro);

destinando contestualmente il 60% delle risorse a interventi da realizzarsi nelle Regioni del Centro e del Sud Italia e individuando la data del 30 giugno 2026 come termine ultimo per l'ultimazione e il collaudo degli interventi oggetto delle proposte. Al fine della indizione delle procedure a evidenza pubblica, il Ministero, in data 15 ottobre 2021, ha emanato i relativi Awisi aventi a oggetto proposte per il finanziamento di interventi rientranti in sette linee di intervento.

Nel corso del 2022 e, in parte, del 2023, alla luce dei citati decreti ministeriali, l'Autorità è stata chiamata a prendere parte alle due Commissioni di ammissione e di valutazione delle proposte, insieme alle altre istituzioni coinvolte (MITE – ora MASE –, ISPRA, ENEA, Conferenza delle Regioni e delle Province autonome).

Come già illustrato in dettaglio nella passata edizione della *Relazione Annuale* (Volume II), sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna delle quattro linee di intervento A, B, C e D dell'Investimento 1.2, Missione 2, Componente 1 del PNRR (progetti "faro" di economia circolare), in data 29 dicembre 2022 sono stati adottati dal Capo Dipartimento Sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 209, 210, 211 e 212 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento. Analogamente, con riferimento all'Investimento 1.1, Missione 2, Componente 1 del PNRR (interventi per la raccolta differenziata e gli impianti di gestione dei rifiuti), in data rispettivamente 2 e 21 dicembre 2022, sono stati adottati i decreti dipartimentali nn. 198 e 206 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per le linee di intervento B e C.

Con riferimento specifico alla Linea di intervento A, a partire dall'ultimo trimestre 2022 fino ai primi mesi del 2023, l'Autorità ha fornito il proprio contributo, nell'ambito della Commissione all'uopo nominata, per l'esame e la valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 396/2021, delle 2.929 proposte presentate da EGATO o, laddove questi non fossero costituiti o operativi, Comuni (operanti singolarmente o nella forma associativa tra Comuni), potendo avvalersi anche dei gestori incaricati del servizio rifiuti igiene urbana. L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto n. 396/2021, che premiavano i risultati attesi in termini di:

- impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall'intervento rispetto alla popolazione residente nel pertinente territorio, sia in termini di incremento previsto dell'indice percentuale di raccolta differenziata al 2026 rispetto al valore 2019;
- congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;
- sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, considerando altresì l'inserimento nell'ambito urbanistico e ambientale, anche attraverso l'impiego di sistemi automatizzati e/o di videosorveglianza mediante l'utilizzo di energie rinnovabili;
- apporto, anche indiretto, alla risoluzione delle infrazioni individuate dall'Unione europea (in materia di riduzione delle discariche abusive) e sinergie con altri piani settoriali;
- congruità e attendibilità del quadro economico dell'intervento.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili, in data 30 marzo 2023 è stato infine adottato dal Capo Dipartimento Sviluppo sostenibile del MASE il decreto dipartimentale n. 128, di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per l'ultima Linea di intervento, volte a ridurre l'obsolescenza degli attuali sistemi di gestione dei rifiuti e le importanti disparità regionali riscontrate nei tassi di raccolta differenziata e negli standard qualitativi, principalmente attraverso lo sviluppo di modelli di raccolta differenziata basati sulla digitalizzazione dei processi, l'efficientamento dei costi e la razionalizzazione e semplificazione dei flussi di rifiuti urbani prodotti.

Verificazione su suddivisione in lotti nell'ambito di una procedura per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani

In data 5 dicembre 2022 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, con le ordinanze n. 2700/2022 e n. 2701/2022, ha assegnato al Direttore della Divisione Ambiente (nella sua qualità di Direttore *ad interim* della Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani e assimilati, di cui al previgente assetto organizzativo) il ruolo di Verificatore nell'ambito dei ricorsi proposti da due società del settore, avverso gli atti relativi alla procedura aperta per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani indetta dal Comune di Milano.

La questione sottoposta al vaglio dei giudici amministrativi verteva sulla legittimità dell'articolazione dell'affidamento in un unico lotto, comprensivo dei servizi di spazzamento, raccolta e avvio allo smaltimento dei rifiuti urbani, il cui ambito si estendeva all'intero territorio comunale.

Nello specifico, il TAR ha chiesto al Verificatore elementi in merito sia alla praticabilità, a parità di costi, di una suddivisione in lotti del servizio che originasse dalle diverse attività dell'appalto, ovvero di suddivisioni in lotti alternative o ulteriori rispetto a quella su base geografica, indicando e motivando l'eventuale determinazione di una differenza di costi, sia alla riscontrabilità di ipotesi di contendibilità del mercato per l'affidamento del servizio così come organizzato dal Comune di Milano.

L'incarico di verifica, che è stato svolto nei primi mesi del 2023, nei tempi assegnati dal Tribunale, garantendo le esigenze di contraddittorio con le modalità formulate nelle ordinanze citate, si è concluso con il deposito della Relazione di verifica, nella quale si è fornita risposta ai due quesiti sottoposti. I giudizi si sono conclusi con le sentenze del TAR Milano nn. 2328 e 2329 del 16 ottobre 2023, che hanno respinto i ricorsi, anche in quanto *“ad avviso del Collegio gli esiti della verifica confermano la ragionevolezza della scelta del Comune di impostare la gara sulla base di un unico lotto, sia sotto il profilo della contendibilità della commessa sia del verosimile maggior contenimento dei costi, quindi sotto il duplice profilo dei principi che presidiano le procedure ad evidenza pubblica [...], da un lato il rispetto delle regole di concorrenza dall'altro dei principi «contabilistici» [...]”*.

Le pronunce, in particolare, hanno richiamato le conclusioni contenute nella Relazione di verifica, nella parte in cui non hanno ritenuto praticabile la suddivisione in lotti funzionali, poiché *“la normativa vigente non appare conciliabile con la possibilità di identificare separazioni verticali della filiera per le fasi di raccolta e trasporto e per quella di spazzamento”*, e hanno dato atto, al fine di valutare la praticabilità della suddivisione del servizio in lotti orizzontali, della necessità di *“una mole informativa di dati che non risulta disponibile né nel contesto milanese, né in generale nel contesto italiano”*, rilevando altresì profili di incoerenza di carattere tecnico-regolatorio, rispetto alla scelta di frazionare il territorio comunale in aree, in ordine alle modalità di computo e di addebito dei corrispettivi del servizio. Le sentenze, inoltre, hanno fatto proprie anche le conclusioni del Verificatore relativamente al livello di contendibilità garantito dalla gara in esame, affermando come *“la relazione di verifica disposta dal Collegio e condotta da ARERA conclude nel senso della non irragionevolezza della gara ad unico lotto sotto il profilo della pluralità di potenziali offerenti e di risparmio dei costi del servizio”*.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con riferimento al servizio integrato dei rifiuti, con particolare riguardo alle istruttorie finalizzate alle approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), alla definizione dei criteri per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del medesimo metodo nonché per la copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata e per la determinazione delle relative modalità applicative.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)

Con riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nel corso del 2023 è proseguita l'attività di istruttoria e approvazione dei piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025², nonché

² Come descritto nella precedente edizione della *Relazione Annuale* dell'Autorità, la previsione di un piano economico finanziario quadriennale, finalizzata a promuovere un allineamento virtuoso, nel medio periodo, dei cicli economico-finanziari con le programmazioni di competenza regionale per la gestione dei flussi e lo sviluppo delle infrastrutture ambientali, è stata una delle principali novità dell'MTR-2: il piano 2022-2025 rappresenta, perciò, la prima predisposizione su base pluriennale operata dai gestori del ciclo integrato e dai relativi enti territorialmente competenti.

delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR³), che ha interessato sia comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni⁴.

Le interlocuzioni con gli enti territorialmente competenti sono divenute più articolate, per assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR e dall'MTR-2. In particolare, sono di frequente stati oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020 e (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio) nel 2021, delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR, ossia i costi operativi incentivanti (COI) e le componenti COV e COS legate all'emergenza pandemica;
- la valorizzazione di componenti di costo di natura previsionale per il periodo 2022-2025, con particolare attenzione alle componenti di nuova introduzione a opera dell'MTR-2, ossia le componenti CQ, che permettono il riconoscimento anticipato degli eventuali oneri attesi per l'adeguamento agli standard definiti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif (TQRIF), e le componenti CO116, a copertura degli scostamenti attesi rispetto ai costi effettivi dell'anno di riferimento, riconducibili alle novità normative introdotte con il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, in materia di qualificazione dei rifiuti come "rifiuti urbani" e di facoltà di uscita, per le utenze non domestiche, dal servizio pubblico di gestione dei rifiuti urbani;
- la composizione delle componenti di conguaglio RCtot;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato, anche alla luce delle regole introdotte dal Titolo VI dell'MTR-2 in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- il rinvio alle annualità successive, comunque entro il periodo regolatorio, delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità, e la rimodulazione, entro o oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio.

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai tre piani economico-finanziari 2020, 2021 e 2022-2025⁵: per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del piano economico finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a circa 13,8 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 12 milioni di abitanti. Infine, 8,2 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio.

Il numero di ambiti tariffari è di 422 per il 2020, mentre quello dei comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 550. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano 326 ambiti tariffari e 473 comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 116 e i comuni afferenti sono quasi 240.

I gestori per cui una o più predisposizioni tariffarie sono state approvate sono poco più di 460 per il 2020, circa 370 per il 2021 e più di 140 per il 2022-2025.

³ Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e relativo Allegato A.

⁴ In proposito, si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun comune si qualifica, ai sensi dell'MTR e dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito monocomunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

⁵ I dati riportati sono aggiornati al 31 dicembre 2023.

TAV. 8.1 Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	77	422	461	13.847.449	544
2021	55	326	366	12.052.807	473
2022	42	116	146	8.207.090	238
2023	42	116	144	8.207.090	238
2024	42	116	143	8.207.090	238
2025	42	116	143	8.207.090	238

Fonte: ARERA.

Per quanto concerne la dimensione, in termini di popolazione servita, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione, la tavola 8.2 illustra come per il 2020 e il 2021 più dell'80% degli ambiti abbia meno di 50.000 abitanti, circa il 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 abitanti e 200.000 abitanti, e meno del 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra menzionate valgono, rispettivamente, 66%, 25% e 9%.

TAV. 8.2 Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2025
Fino a 50.000	352	263	77
Da 50.001 a 200.000	58	52	29
Più di 200.000	12	11	10
TOTALE	422	326	116

Fonte: ARERA.

Criteria per l'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025 e per la copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata

L'Autorità, con la delibera 21 febbraio 2023, 62/2023/R/rif, ha dato avvio al procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale, riferito alle annualità 2024 e 2025, del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2).

Nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la revisione delle sopra richiamate regole, con l'obiettivo generale di preservare un quadro di riferimento stabile e affidabile, tenendo conto della necessità di contemperare le seguenti finalità specifiche:

- consentire l'aggiornamento delle sopra richiamate predisposizioni sulla base dei dati di bilancio dell'anno (a-2) nel frattempo resisi disponibili, nonché sulla base della riquantificazione di taluni parametri, in osservanza del principio di recupero dei costi efficienti di investimento e di esercizio;

- integrare il sistema di regole tariffarie in ragione della necessità di ridurre il rischio che, in numerosi contesti territoriali, il riconoscimento a consuntivo dei costi – con particolare riferimento all’andamento dei prezzi dei fattori della produzione registratosi a partire dal 2022 – possa non trovare copertura nell’ambito del limite alla variazione delle entrate tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, di cui al comma 4.1 dell’MTR-2, identificando meccanismi che assicurino, per un verso, la continuità del servizio e, per un altro, la sostenibilità dei corrispettivi all’utenza finale;
- favorire condizioni non discriminatorie a tutela degli utenti finali confermando e aggiornando l’impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, nell’ambito del quale introdurre le richiamate regole per l’aggiornamento dei costi riconosciuti sulla base delle risultanze contabili dell’anno (a-2), nonché dell’adeguamento dei parametri macroeconomici di riferimento⁶.

In particolare, le principali misure prospettate con riferimento alle regole per l’aggiornamento biennale dei costi riconosciuti riguardano, nello specifico:

- l’adeguamento, sulla base delle più recenti previsioni relative alla dinamica dei prezzi al consumo, del tasso di inflazione programmata da applicare al calcolo del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie;
- l’introduzione di un ulteriore coefficiente per la determinazione del suddetto limite, valorizzabile nel 2024 e nel 2025 in considerazione dei maggiori oneri, sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023, riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione, ferme restando le regole già previste dall’MTR-2 relativamente al limite medesimo, nonché il valore massimo determinabile dall’ente territorialmente competente (ETC);
- l’estensione al successivo periodo regolatorio della possibilità di rimodulazione degli importi che eccedono il limite alla variazione annuale delle entrate tariffarie;
- la conferma delle componenti di costo definite dall’MTR-2, ivi inclusi i parametri specifici del settore dei rifiuti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, e la fissazione, sulla base delle regole dell’MTR-2, dei valori aggiornati dei parametri per l’adeguamento monetario dei costi operativi e di capitale dell’anno (a-2);
- la conferma, per quanto concerne le tariffe di accesso agli impianti di trattamento, delle regole per la determinazione dei costi operativi e di capitale riconosciuti, nonché l’aggiornamento secondo gli stessi adeguamenti monetari prospettati per la determinazione delle entrate tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti.

Inoltre, nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif (poi rinnovato con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif), l’Autorità aveva già illustrato i propri orientamenti in ordine alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari di trattamento delle frazioni differenziate.

⁶ In tal senso rileva in particolare la memoria 23 maggio 2023, 232/23//com, nella quale l’Autorità, in sede di audizione presso le Commissioni riunite VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici e X Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati, ha dato conto – tra l’altro – della regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, effettuata con l’MTR-2, illustrando i criteri di classificazione degli impianti e il rapporto della stessa con le programmazioni regionali e fornendo i dati relativi alla trasmissione dei piani economico-finanziari 2022-2025 degli impianti minimi e intermedi. Inoltre, con la memoria 10 luglio 2023, 309/2023//rif, per l’audizione presso l’VIII Commissione Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica del Senato della Repubblica, l’Autorità ha fornito il proprio contributo ai lavori della Commissione in merito al sistema di tariffazione dei rifiuti e agli impianti minimi, riferendo anche sull’imminente aggiornamento biennale del Metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio.

In particolare, nel documento per la consultazione 214/2023/R/rif, l'Autorità aveva prospettato l'introduzione di uno specifico indicatore, denominato H_a , come misura del grado di copertura dei costi della raccolta differenziata, calcolato come rapporto tra:

- i ricavi relativi ai rifiuti da imballaggio, realizzati sia a fronte del conferimento ai sopra richiamati sistemi di *compliance*, sia in esito al conferimento al di fuori dei suddetti sistemi, al netto delle frazioni merceologiche similari, indicati con $AR_{SC_si,a}^{AGG}$;
- i costi della raccolta differenziata dei rifiuti da imballaggio corrispondenti alla menzionata componente relativa ai ricavi, comprensivi anche delle pertinenti quote di costi operativi comuni e di costi di capitale, indicati con $CRD_{SC_si,a}^{AGG}$.

L'Autorità aveva, infine, ipotizzato che all'indicatore fosse associato un percorso di avanzamento che, a partire dalle condizioni riscontrate nei singoli contesti, permettesse – secondo la necessaria impostazione di gradualità e di asimmetria – di conseguire i *target* previsti dalla normativa di riferimento; in particolare, aveva previsto l'introduzione di obiettivi annuali, che trovassero applicazione per ciascun ambito tariffario, differenziati sulla base del livello di partenza e tali da richiedere un miglioramento del grado di copertura di entità più significativa, nei casi in cui ci si discostasse maggiormente dal livello indicato dalla normativa.

Facendo seguito agli orientamenti appena descritti, nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif l'Autorità ha prospettato l'integrazione tra le regole relative al grado di copertura dei costi della raccolta differenziata e l'MTR-2, proponendo:

- il collegamento tra il grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata e i parametri di valutazione delle prestazioni in termini di qualità ambientale del gestore della raccolta e del trasporto, disciplinati dall'MTR-2;
- l'avvio di un processo di monitoraggio dell'indicatore del grado di copertura, cui faccia seguito l'introduzione, nel terzo periodo regolatorio, di misure che ne incentivino il miglioramento.

Entrambi i processi di consultazione sopra descritti hanno visto un'ampia partecipazione da parte degli *stakeholder*, in particolare enti territorialmente competenti (ivi inclusi i comuni) e loro associazioni di categoria, un nutrito gruppo di gestori con le relative associazioni di riferimento, consorzi per la gestione degli obblighi di responsabilità estesa del produttore e società di consulenza.

In esito alla consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha quindi adottato la delibera 389/2023/R/rif, che disciplina le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale 2024-2025 delle entrate tariffarie di riferimento e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

Più in dettaglio, confermando sostanzialmente quanto prospettato in consultazione, con il provvedimento da ultimo citato l'Autorità ha disposto quanto illustrato nel seguito.

Per quanto concerne la determinazione delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'Autorità ha innanzitutto modificato le regole per la determinazione del limite alla variazione annuale delle entrate medesime, prevedendo:

- l'aggiornamento del tasso di inflazione programmata rp_i (fissandone il valore al 2,7%);

- la facoltà, in capo all'ente territorialmente competente, di valorizzare (nella misura massima del 7%) un coefficiente denominato CRI_a , in considerazione dei maggiori oneri sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023 riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione, fermo restando il valore massimo del parametro p_a ;
- la possibilità di rimodulazione degli importi che eccedono il limite, previa valutazione e validazione da parte dell'ente territorialmente competente come già stabilito al comma 4.5 dell'MTR-2, alle annualità successive al vigente periodo regolatorio.

Con riferimento alla determinazione dei costi riconosciuti l'Autorità ha, poi, deliberato l'aggiornamento dei rilevanti parametri monetari, fissando i tassi di inflazione I^{2023} , I^{2024} e I^{2025} per l'aggiornamento delle componenti di costo operativo, nonché individuando il valore df_{2022}^{2023} propedeutico alla definizione del vettore che esprime il deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 nel 2023 e rimandando l'individuazione del corrispondente valore per il 2024 a un successivo provvedimento (da adottarsi necessariamente a seguito della pubblicazione dei relativi dati da parte di Istat). Sempre ai fini della determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare i parametri specifici del settore dei rifiuti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito $WACC_a - \beta_{asset}$ e livello di *gearing* – indicato nella delibera 22 febbraio 2022, 68/2022/R/rif.

Al fine di rafforzare la coerenza tra le valutazioni sulla qualità ambientale della gestione della raccolta differenziata e gli effettivi risultati della gestione in termini di valorizzazione dei materiali derivanti dalla medesima raccolta, l'Autorità ha, altresì, ritenuto opportuno impiegare, nella valutazione di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, il macro-indicatore "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore" (R1), di cui all'art. 6 dell'Allegato A alla delibera 3 agosto 2023, 387/2023/R/rif, prevedendo, in particolare:

- la valorizzazione del coefficiente $\gamma_{2,a}$ – sul livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo – in coerenza con il valore assunto dal sopra citato macro-indicatore, assumendo una valutazione soddisfacente per valori maggiori o uguali a 0,85;
- la quantificazione del fattore k_a di cui all'art. 23.4 dell'MTR-2, in considerazione anche dei miglioramenti delle *performance* di trattamento che verranno richiesti in esito dall'attività di monitoraggio prevista dalla citata delibera 387/2023/R/rif.

Con la delibera 389/2023/R/rif l'Autorità ha inoltre ottemperato a quanto statuito dal Consiglio di Stato con la sentenza n. 7196/2023⁷ prevedendo che, nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'ente territorialmente competente, con procedura partecipata del gestore interessato, provveda a:

- scomputare gli oneri afferenti o comunque attribuibili alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata" dai costi riconosciuti (rinvenibili dalle fonti contabili obbligatorie) di cui al comma 7.3 dell'MTR-2, e, conseguentemente, da tutte le voci in cui i medesimi costi devono essere riclassificati, ossia dai costi operativi di gestione (CG_a) – compresi gli oneri afferenti alla

⁷ Con la sentenza in parola la sezione II del Consiglio di Stato ha accolto l'appello (avverso la sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, sezione I, n. 682/2022) proposto da una società operante nel settore della selezione degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti, che aveva censurato, tra gli altri, il riconoscimento in tariffa di "costi [afferenti alla «commercializzazione e valorizzazione della frazione differenziata»] ad alcuni degli operatori nel mercato della selezione, ovvero agli operatori del servizio [di raccolta e trasporto, RSU] a monte che esercitano anche il servizio di selezione, i c.d. «Gestori integrati», ritenendo che si tratti di "costi per tali soggetti già coperti dal sistema EPR della filiera della plastica da imballaggi" e "la concessione (...) di incentivi «inefficienti», lamentando il "riconoscimento a favore del (solo) Gestore integrato di una parte del beneficio derivante dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi EPR di filiera".

- commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti – e dai costi comuni (CC_a), di cui agli artt. 8 e 11 dell'MTR-2, nonché dai costi d'uso del capitale (CK_a) di cui all'art. 12 dell'MTR-2;
- scomputare i ricavi conseguenti alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata", ivi incluse quelle di commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti inerenti alla medesima frazione, dai proventi della vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti () e dai ricavi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore ($AR_{sc,a}$);
 - recuperare attraverso specifiche componenti di conguaglio, all'uopo introdotte nell'MTR-2, gli oneri (in eccesso eventualmente riconosciuti) e i ricavi (in riduzione eventualmente non scomputati) afferenti o comunque attribuibili alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata", ivi incluse quelle di commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti inerenti alla medesima frazione, rinvenibili nelle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2022 e 2023;
 - determinare il fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai predetti sistemi collettivi di *compliance* (di cui all'art. 3 dell'MTR-2) secondo modalità che ne rafforzino la coerenza con le valutazioni di efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore, ossia facendo riferimento al già richiamato macro-indicatore R1.

Alla luce dell'esigenza di trattare unitariamente tutti i profili rilevanti per l'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 per il servizio integrato, nonché per finalizzare in tempi brevi le regole, i criteri e le modalità operative per consentire ai soggetti coinvolti di procedere tempestivamente al suddetto aggiornamento e, contestualmente, garantire il contraddittorio con gli operatori interessati, l'Autorità ha consentito la presentazione di osservazioni e proposte in ordine alle disposizioni di ottemperanza sopra descritte (entro il termine del 15 settembre 2023).

Con la successiva delibera 10 ottobre 2023, 465/2023/R/rif, l'Autorità ha poi confermato quanto stabilito dalla delibera 389/2023/R/rif in merito all'ottemperanza alla sentenza n. 7196/2023 del Consiglio di Stato, precisando che gli oneri e i ricavi che la disposizione in parola richiede di scomputare – nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie – non sono quelli attribuibili alle attività funzionali a ottenere flussi monomateriali di rifiuti attraverso la separazione delle diverse frazioni raccolte con modalità multimateriale.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 487/2023/R/rif, l'Autorità ha poi completato la determinazione dei valori monetari e finanziari (da utilizzarsi per la quantificazione dei costi d'uso del capitale) necessari per le predisposizioni tariffarie 2024-2025, prevedendo di confermare – in sede di prima applicazione e al fine di permettere l'adozione delle determinazioni tariffarie secondo le scadenze stabilite – i valori dei parametri alla base del tasso di remunerazione per le attività di trattamento e per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani individuati dagli artt. 1 e 2 della delibera 22 febbraio 2022, 68/2022/R/rif, fatti salvi eventuali successivi aggiornamenti che tengano conto delle determinazioni in merito all'attivazione del meccanismo di *trigger* di cui all'art. 8 dell'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com e s.m.i. (TIWACC).

L'attivazione di detto meccanismo di *trigger* e l'aggiornamento dei valori dei parametri del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (WACC), comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, è stato in effetti disposto dall'Autorità con la delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com.

Per quanto concerne infine la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, il cui impianto generale di cui all'MTR-2 era stato confermato nella delibera 389/2023/R/rif, si precisa che è stato successivamente necessario tenere conto degli effetti delle sentenze del Consiglio di Stato, sezione II, nn. 10548, 10550, 10734, 10775⁸, adottate in materia nel mese di dicembre del 2023. In particolare, con la successiva delibera 23 gennaio 2024, 7/2024/R/rif, di ottemperanza alle richiamate sentenze, l'Autorità ha ritenuto necessario e opportuno, nella riedizione del potere regolatorio tariffario di competenza, tenere conto dell'intervenuta adozione, con il decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257, del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), prevedendo che le regole per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi" trovino applicazione nei confronti degli impianti che siano individuati come tali in coerenza con i criteri indicati nel richiamato Programma. L'Autorità ha quindi previsto che i criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e in particolare al Titolo VI dell'MTR-2, trovino applicazione a decorrere dal 2024, rinviando al successivo periodo regolatorio la disciplina dei criteri per la quantificazione delle componenti perequative ambientali, istituite con la delibera 363/2021/R/rif, e del relativo sistema perequativo, al fine di beneficiare delle informazioni che saranno acquisite con riferimento al primo biennio di applicazione (2024-2025) dei criteri di determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento⁹.

Attraverso la citata delibera 7/2024/R/rif, l'Autorità ha peraltro proceduto all'aggiornamento dei parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale di cui al Titolo IV dell'MTR-2.

Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025

Il comma 9.2 della delibera 389/2023/R/rif rinvia a una successiva determina del Direttore della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali (DTAC) la definizione delle modalità operative per la predisposizione e la trasmissione dei dati e degli atti, redatti secondo schemi tipizzati, che costituiscono l'aggiornamento della proposta tariffaria per gli anni 2024 e 2025.

Con la determina 6 novembre 2023, 1/DTAC/2023, l'Autorità, in primo luogo, ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il servizio integrato dei rifiuti, ossia il *tool* di calcolo¹⁰ comprensivo dello schema di piano economico-finanziario di aggiornamento tariffario biennale 2024-2025, della relazione di accompagnamento e delle dichiarazioni di veridicità per i gestori di diritto privato e per i gestori di diritto pubblico, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area *extranet* dedicata.

8 Con le richiamate sentenze la seconda II del Consiglio di Stato ha respinto gli appelli proposti dall'Autorità contro le sentenze di primo grado emesse dal TAR Lombardia, con le quali erano stati accolti i ricorsi di alcuni operatori avverso la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e nello specifico avverso le previsioni sugli impianti "minimi", ritenendo che l'Autorità nella definizione dei criteri per l'individuazione di detti impianti abbia "... indirizzato il potere programmatico delle Regioni, avocandosi un potere di direttiva attribuito allo Stato, che il legislatore non ha inteso delegarle ..." e che "Solo dopo l'adozione del Programma nazionale [per la gestione dei rifiuti] - con l'individuazione in quella sede dei criteri per la qualificazione degli impianti come minimi - l'ARERA avrebbe potuto (e dovuto) disciplinare l'ambito tariffario, secondo la competenza che le è attribuita dall'ordinamento".

9 Tale impostazione è stata confermata con successiva delibera 3 marzo 2024, 72/2024/R/rif, adottata anch'essa a valle di un processo di consultazione postuma motivato da esigenze di urgenza di definizione delle regole operative di cui i soggetti interessati devono tenere conto nelle predisposizioni tariffarie per il biennio 2024-2025.

10 Con il comunicato 10 ottobre 2023, l'Autorità ha reso disponibile una versione *preview* del *tool* di calcolo, richiedendo contestualmente l'invio di eventuali contributi e commenti, allo scopo di acquisire elementi utili.

In secondo luogo, l'Autorità ha esplicitato le modalità operative per il monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata espresso dall'indicatore H_a , comprese le regole per la puntuale riclassificazione delle componenti di ricavo e di costo relative ai rifiuti da imballaggio $AR_{SC_si,a}^{AGG}$ e $CRD_{SC_si,a}^{AGG}$, nonché l'esplicitazione delle modalità semplificate di determinazione di tali variabili nel caso di effettive difficoltà di ricostruzione dei dati necessari.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto modalità operative che permettono all'ente territorialmente competente, anche alla luce degli esiti dell'attività di validazione al medesimo richiesta, di valorizzare il recupero del conguaglio riconducibile agli scostamenti tra i costi riconosciuti in sede di prima approvazione della predisposizione tariffaria 2022-2025, con riguardo all'annualità 2023 (annualità per la quale è stato assunto, in sede di prima approvazione, un tasso di inflazione nullo ai sensi del comma 7.5 dell'MTR-2), e quelli riquantificabili considerando il tasso di inflazione pari a $I^{2023} = 4,5\%$, individuato dalla delibera 389/2023/R/rif.

Da ultimo, l'Autorità ha rinviato agli ulteriori chiarimenti e alle precisazioni applicative della disciplina tariffaria del servizio integrato dei rifiuti di cui all'MTR-2 già contenute nella determina 4 novembre 2021, 2/DRIF/2021.

Sistemi di perequazione

Nell'ambito della regolazione tariffaria, con la delibera 386/2023/R/rif, l'Autorità ha istituito, a valere dal 2024, i primi sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani.

I sistemi di perequazione consentono la socializzazione di talune tipologie di costo o la compensazione di mancati ricavi come individuati dalla legge e consistono in meccanismi di raccolta di fondi a mezzo di specifiche componenti perequative applicate all'utenza del servizio. Tali fondi sono versati¹¹ alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e, attraverso il meccanismo perequativo delineato, sono redistribuiti ai soggetti che hanno sostenuto i costi/mancati ricavi oggetto di socializzazione.

Il primo sistema perequativo è destinato alla copertura dei costi relativi alla gestione dei rifiuti accidentalmente pescati o volontariamente raccolti – anche attraverso campagne di pulizia – in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune, secondo quanto previsto dalla legge "SalvaMare"¹², ritenuti ammissibili a seguito di istanza; tale istanza può essere presentata dai gestori che erogano il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani (ovvero i singoli servizi che lo compongono) o dai soggetti che gestiscono la raccolta all'interno di aree portuali, secondo modalità e tempistiche indicate nella citata delibera, che specifica, fra l'altro, i soggetti coinvolti per la validazione degli importi e per i rapporti con CSEA.

Il secondo sistema perequativo è destinato a compensare i gestori interessati per le eventuali agevolazioni tariffarie riconosciute agli utenti di forniture situate nelle zone colpite da eventi eccezionali e calamitosi. L'utilizzo dei fondi raccolti con tale sistema è regolato con specifiche delibere in attuazione di disposizioni di legge¹³.

11 Le componenti perequative non rientrano nel computo delle entrate tariffarie di riferimento dei gestori per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani.

12 Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

13 Vedasi ad esempio le delibere 19 maggio 2023, 216/2023/R/com, 13 giugno 2023, 267/2023/R/com, e 30 novembre 2023, 565/2023/R/com, con le quali l'Autorità ha adottato provvedimenti d'urgenza a favore delle utenze anche del settore dei rifiuti urbani site in particolar modo in Emilia-Romagna, oltre che in alcuni Comuni delle Marche e della Toscana colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire da maggio 2023 (in attuazione del decreto legge n. 61/2023).

Più in dettaglio, i sistemi perequativi prevedono l'istituzione presso CSEA dei rispettivi Conto UR₁ e Conto UR₂, alimentati rispettivamente dalle componenti perequative UR₁ e UR₂; tali componenti, inizialmente di valore unitario pari a 0,10 euro/utenza e 1,50 euro/utenza, sono applicate annualmente dai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti a tutte le utenze attive del servizio di gestione dei rifiuti urbani in aggiunta al corrispettivo dovuto per la TARI o per la tariffa corrispettiva e sono aggiornabili dall'Autorità in funzione del gettito necessario.

Analogamente a quanto avviene negli altri settori regolati, è previsto che il versamento da parte di CSEA ai soggetti beneficiari sia subordinato a talune condizionalità, che prevedono l'iscrizione dei medesimi beneficiari alle anagrafiche dell'Autorità e della CSEA, nonché il rispetto delle disposizioni specifiche indicate per i meccanismi perequativi e la regolarità del gestore nei versamenti a CSEA dei contributi a favore del sistema, ove di competenza.

Le modalità operative in base alle quali i soggetti provvedono alla comunicazione dei dati e delle informazioni, nonché ai versamenti sui menzionati conti, sono state definite da CSEA e oggetto di verifica da parte della Direzione Assetti e Governance Ambientale (DAGO) dell'Autorità, secondo quanto previsto dalla medesima delibera 386/2023/R/rif.

Da ultimo, in tema di trasparenza documentale, l'Autorità ha integrato il Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR) prevedendo che, a decorrere dal 2024, negli avvisi di pagamento inviati agli utenti finali sia data separata evidenza delle componenti perequative applicate alle singole utenze, specificando le finalità per cui tali componenti sono state istituite, allo scopo anche di sensibilizzare e responsabilizzare i cittadini rispetto alla gestione dei rifiuti dispersi in mare.

Qualità del servizio

Indicatori sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la sua attività di regolazione della qualità dei servizi, intervenendo, in particolare, nell'individuazione di primi standard minimi di qualità dei servizi infrastrutturali per la chiusura del ciclo, in coerenza con quanto previsto dal Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità che ha individuato, tra l'altro, nell'obiettivo "OS14. Promuovere la realizzazione di infrastrutture adeguate alla gestione del ciclo dei rifiuti", una linea di intervento specifica sul tema della qualità dei servizi di trattamento¹⁴, nonché nell'individuazione di indicatori di efficienza della raccolta differenziata. A tale riguardo, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif¹⁵, con il documento per la consultazione 214/2023/R/rif¹⁶, per quanto

¹⁴ Obiettivo 14, linea di intervento b) del Quadro Strategico 2022-2025, di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A.

¹⁵ Con tale provvedimento è stato rinnovato il procedimento di cui alla delibera 6 settembre 2022, 413/2022/R/rif, relativo alla definizione di standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, unificandolo con il procedimento di cui alla delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif, volto alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari. Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 8 del Volume II della *Relazione Annuale 2023*.

¹⁶ Recante "Orientamenti per la determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari e la definizione degli standard tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento".

di interesse in questa sede, l'Autorità ha altresì illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione degli *standard* tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento¹⁷.

Più in dettaglio, con la finalità di bilanciare i costi e i benefici attesi della gestione dei rifiuti per la collettività, sono state individuate azioni tese, tra l'altro, a promuovere un miglioramento delle *performance* degli impianti di riciclo – eventualmente in grado di compensare, almeno in parte, una minore qualità della raccolta differenziata – e garantire l'affidabilità del sistema infrastrutturale di recupero e smaltimento, attraverso l'individuazione di standard tecnici e qualitativi. In particolare, l'Autorità ha prospettato l'adozione di un approccio graduale e asimmetrico che tenga conto delle condizioni di partenza e dell'eterogeneità del parco impiantistico disponibile, riconducibile alla necessità di processi diversificati con elevato grado di specializzazione in relazione alla filiera.

In primo luogo, sono stati individuati i profili di maggiore rilievo ai fini dell'ottimizzazione del recupero di materia e dell'incremento dell'affidabilità delle infrastrutture, di seguito elencati:

- la definizione dei requisiti di accesso agli impianti di riciclo, con particolare riferimento ai livelli qualitativi minimi dei rifiuti conferiti, allo scopo di assicurare la produzione di materie prime seconde di buona qualità e la minimizzazione degli scarti;
- l'adeguamento e il rinnovamento tecnologico degli impianti, migliorando i rendimenti di recupero di materia;
- la corretta gestione degli scarti delle attività di trattamento, in linea con la gerarchia dei rifiuti, al fine di stimolare l'avvio a riciclo e/o a recupero di energia degli stessi, riducendo, ove possibile, il ricorso allo smaltimento;
- la continuità del servizio di trattamento, limitando in tal modo il rischio di interruzione del servizio di raccolta e di saturazione della capacità di stoccaggio, al fine di evitare la contaminazione del materiale conferito e, conseguentemente, il peggioramento della qualità;
- la gestione dei rapporti tra gestore dell'impianto e utente conferitore, focalizzando, in via prioritaria, l'intervento regolatorio sulla disciplina dei reclami, delle richieste scritte di informazione e di rettifica di fatturazione;
- la trasparenza e la diffusione della conoscenza della *performance* degli impianti, al fine di superare eventuali barriere informative, nonché promuovere la competitività tra i diversi operatori.

Per i profili sopra riportati, è stata prospettata l'adozione di indicatori di qualità e relativi standard, eventualmente differenziati in relazione alla filiera e tenuto conto dell'eterogeneità delle situazioni di partenza, nonché connessi obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità. Inoltre, è stata altresì ipotizzata l'introduzione di contenuti informativi minimi sui siti internet dei gestori degli impianti di trattamento.

Il processo di consultazione – nell'ambito del quale sono stati svolti specifici incontri tecnici con gli *stakeholder*, anche con sedute dedicate del sopra richiamato Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali – si è concluso con l'approvazione della delibera 387/2023/R/rif, e del relativo Allegato A, con cui l'Autorità, confermando l'impostazione generale illustrata nel documento per la consultazione 214/2023/R/rif, ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 2024, obblighi di monitoraggio e trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani. A tal fine, è stato adottato un primo set di indicatori che consenta a ETC e a gestori di monitorare, da una parte, le rese quantitative e qualitative della raccolta differenziata – anche al fine di costruire un collegamento con l'efficienza delle successive attività di riciclaggio del materiale –, dall'altra, l'affidabilità e le *performance* dell'infrastruttura esistente.

¹⁷ Per quanto riguarda gli sviluppi sugli orientamenti del citato documento di consultazione relativi alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, si rimanda al paragrafo precedente del presente Volume, dedicato all'aggiornamento biennale del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2) per gli anni 2024-2025.

Più in dettaglio, il citato set di indicatori è stato suddiviso nelle seguenti categorie:

- a) efficienza e qualità della raccolta differenziata, che identifica l'efficacia dell'attività di raccolta e trasporto nella massimizzazione dei quantitativi da avviare a riciclo e dei ricavi derivanti dalla valorizzazione del materiale, al fine di tenere conto, come peraltro confermato nell'ambito della consultazione, della forte interrelazione presente tra l'attività di raccolta e trasporto e quella di trattamento, ai fini dell'ottimizzazione del recupero di materia. Gli indicatori sono differenziati tra frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore – che generano ricavi in funzione della qualità del materiale conferito – e frazione organica – cui non corrisponde una valorizzazione del materiale. In tale ambito, è stato introdotto il macro-indicatore R1 "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore", calcolato come prodotto tra l'indicatore inerente all'efficienza della raccolta differenziata e quello sulla relativa qualità, che sarà oggetto di misure di coordinamento con le disposizioni di aggiornamento biennale del metodo tariffario rifiuti, secondo le regole introdotte nella delibera 389/2023/R/rif, come illustrate nel precedente paragrafo;
- b) efficienza nella gestione degli scarti, che identifica l'incidenza degli scarti prodotti dai processi di trattamento e le relative modalità di gestione, anche al fine di verificare come la disponibilità impiantistica a livello locale possa influire sul rispetto della gerarchia dei rifiuti;
- c) continuità del servizio, finalizzata a verificare l'affidabilità del sistema infrastrutturale, attraverso il monitoraggio del numero e della durata delle interruzioni;
- d) qualità commerciale della filiera, che identifica le modalità di gestione del rapporto con l'utente conferitore, con particolare riferimento ai reclami, alle richieste scritte di informazioni e di rettifica di fatturazione.

Gli obblighi di monitoraggio, che si sostanziano in obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità – funzionali allo sviluppo della citata infrastruttura immateriale di dati –, sono posti in capo:

- a) all'ente territorialmente competente, per i dati inerenti agli indicatori sull'efficienza e sulla qualità della raccolta differenziata; a tal fine, il gestore della raccolta e trasporto trasmette all'ente territorialmente competente i dati necessari al calcolo di tali indicatori;
- b) ai gestori degli impianti di trattamento, per i dati inerenti agli indicatori sull'efficienza nella gestione degli scarti, sulla continuità del servizio e sulla qualità commerciale della filiera, ciascuno per le parti di propria competenza, rilevati e comunicati separatamente per ogni impianto.

Con la citata delibera 387/2023/R/rif sono stati previsti anche obblighi di trasparenza, a carico dei gestori degli impianti di trattamento interessati, i quali dovranno predisporre e mantenere aggiornata un'apposita sezione del proprio sito internet con contenuti informativi minimi inerenti, tra l'altro, alle condizioni economiche per l'accesso all'impianto, agli orari di apertura, ai recapiti telefonici e di posta elettronica per l'invio di reclami, richieste di informazioni e di rettifica di fatturazione, alle *performance* effettivamente conseguite dall'impianto con riferimento agli indicatori adottati e agli interventi non programmati che comportino un'interruzione del servizio.

L'Autorità, al fine di definire una regolazione in materia che tenga conto delle diverse condizioni di partenza e del differente livello di sviluppo tecnologico nell'ambito della stessa filiera – anche alla luce della carenza di informazioni e dati per il calcolo degli indicatori, nonché per la fissazione dei relativi standard – ha ritenuto di:

- implementare un'infrastruttura immateriale di dati sulle *performance* effettive dei gestori della raccolta e trasporto e dei gestori degli impianti di trattamento, sulla cui base individuare gli standard da associare al citato set di indicatori;

- rinviare a successivo provvedimento la determinazione di eventuali obiettivi di mantenimento e di miglioramento, che saranno definiti anche in esito alle evidenze desumibili dall'attività di monitoraggio.

La tavola 8.3 fornisce una rappresentazione sintetica dei soggetti interessati dagli obblighi di monitoraggio e di trasparenza di cui alla delibera 387/2023/R/rif.

TAV. 8.3 *Applicazione degli obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani*

	EFFICIENZA E QUALITÀ DELLA RACCOLTA DIFFERENZIATA (TITOLO II)	EFFICIENZA DI GESTIONE DEGLI SCARTI (TITOLO III)	CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRATTAMENTO (TITOLO IV)	QUALITÀ COMMERCIALE DELLA FILIERA (TITOLO V)	OBBLIGHI DI TRASPARENZA (TITOLO VI)
GESTORE DELLA RACCOLTA E TRASPORTO	Da applicare	-	-	-	-
GESTORE DELL'IMPIANTO DI COMPOSTAGGIO, DIGESTIONE ANAEROBICA, IVI INCLUSO QUELLO MISTO	Da applicare Articolo 7	Da applicare	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELL'IMPIANTO DI INCENERIMENTO CON E SENZA RECUPERO DI ENERGIA	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELL'IMPIANTO DI TRATTAMENTO MECCANICO/ MECCANICO BIOLOGICO	-	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELLA DISCARICA	-	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di contratto di servizio

Nel corso del 2023, l'Autorità ha completato il procedimento volto a definire, anche nel settore di gestione dei rifiuti urbani, un quadro uniforme per la predisposizione dei contratti di servizio, nel rispetto di quanto previsto nel Quadro strategico 2022-2025 all'O.S.19 "Definire regole uniformi e schemi-tipo per migliorare la qualità del ser-

vizio di gestione dei rifiuti¹⁸. In particolare, con il documento per la consultazione 13 giugno 2023, 262/2023/R/rif, che segue il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif, relativo all'impostazione e ai criteri generali per la definizione dello schema tipo di contratto di servizio, sono stati illustrati gli orientamenti finali per la regolazione del citato schema tipo ed è stato posto altresì in consultazione uno schema di articolato.

Gli interventi regolatori prospettati, i cui principali contenuti sono stati approfonditi anche nell'ambito del Tavolo tecnico con regioni e autonomie con il coinvolgimento delle associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito, hanno pertanto proposto l'introduzione di uno schema imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio, in coerenza con i contenuti obbligatori previsti dall'art. 203 del decreto legislativo n. 152/2006 e strutturato in modo da dare esplicita evidenza agli obblighi discendenti dalle disposizioni regolatorie *pro tempore* vigenti.

Con la delibera 385/2023/R/rif l'Autorità ha quindi approvato lo schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani, delineando un quadro di riferimento uniforme per la predisposizione dei contratti di servizio. Lo schema tipo rappresenta un fondamentale elemento di completamento del nuovo sistema di regole introdotto dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani ed è caratterizzato da contenuti minimi essenziali, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:

- disposizioni generali, concernenti – oltre alle definizioni da richiamare nei contratti – l'oggetto, la forma di gestione del servizio scelta, il perimetro delle attività affidate e la durata del contratto;
- corrispettivo del gestore ed equilibrio economico-finanziario, con particolare riguardo a una specifica disciplina dell'istanza di riequilibrio economico-finanziario, alle misure per il mantenimento del predetto equilibrio, al procedimento per la determinazione e approvazione delle misure di riequilibrio; in tale sezione è stata inoltre prospettata l'indicazione degli elementi caratterizzanti il Piano economico-finanziario di affidamento (PEFA) e l'esplicitazione della procedura generale di aggiornamento dello stesso nel rispetto dei criteri e dei termini stabiliti dall'Autorità;
- qualità e trasparenza del servizio, anche con riferimento all'esplicitazione di eventuali standard e livelli qualitativi migliorativi (o ulteriori) rispetto alla regolazione fissata dall'Autorità;
- ulteriori obblighi tra le parti, precisando quelli ascrivibili all'ente territorialmente competente e quelli riconducibili al gestore;
- disciplina dei controlli, finalizzata alla verifica del corretto svolgimento delle prestazioni affidate da parte dell'ente territoriale competente;
- penali e sanzioni applicabili in caso di inosservanza delle disposizioni previste nel contratto, ovvero di ritardo nell'esecuzione delle prestazioni contrattuali;
- cessazione e subentro, declinando la procedura di subentro nelle gestioni e le modalità di corresponsione del valore di rimborso al gestore uscente;
- disposizioni finali, afferenti in particolare all'obbligo di prestazione di garanzie e di sottoscrizione di polizze assicurative, all'esplicitazione delle modalità di aggiornamento del contratto e all'indicazione degli allegati.

Lo schema di contratto tipo *de quo*, pertanto, fissa i citati contenuti minimi essenziali obbligatoriamente richiesti dalla normativa vigente, ferma restando l'autonomia contrattuale delle parti nel disciplinare contenuti ulteriori,

¹⁸ Il procedimento in parola era stato avviato con la delibera 6 ottobre 2020, 362/2020/R/rif, per ottemperare a quanto disposto dall'art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 che espressamente, alla lettera e), attribuisce all'Autorità, tra le altre, la competenza in materia di "definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'articolo 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".

nel rispetto della normativa vigente e dei provvedimenti di regolazione dell’Autorità. Con la medesima delibera è, altresì, previsto l’adeguamento obbligatorio dei contratti in essere allo schema tipo, in forza dell’efficacia retrointegrativa dei contratti che disciplinano la gestione del ciclo dei rifiuti urbani riconosciuta ai provvedimenti di regolazione dell’Autorità. Nello specifico, i contratti di servizio in essere dovranno essere resi conformi allo schema tipo e trasmessi all’Autorità dagli enti territorialmente competenti entro trenta giorni dall’adozione delle pertinenti determinazioni di aggiornamento tariffario biennale 2024-2025, ovvero dal termine stabilito dalla normativa statale di riferimento per l’approvazione della TARI riferita all’anno 2024.

Schema tipo di bando di gara

In forza delle nuove funzioni attribuite dal decreto legislativo n. 201/2022¹⁹ l’Autorità, con la delibera 14 febbraio 2023, 50/2023/R/rif, ha avviato il procedimento per la definizione dello schema tipo di bando di gara per l’affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, prevedendo che siano, tra l’altro, disciplinati i criteri per la determinazione dell’importo a base di gara e per la formulazione e la valutazione delle offerte (economiche e tecniche), affinché le stesse siano coerenti con le previsioni regolatorie in materia tariffaria e di qualità.

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2023, 514/2023/R/rif, l’Autorità ha dunque illustrato gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti che intende seguire per la definizione dello schema tipo di bando di gara, imperniato sul modello di gestione integrata, applicabile, con gli opportuni adattamenti, agli affidamenti di singole fasi del servizio e al partenariato pubblico-privato istituzionale, limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del soggetto privato. Gli orientamenti in merito ai contenuti dello schema di bando di gara attengono ai profili di seguito indicati:

- oggetto della gara, al fine di individuare in modo puntuale il perimetro delle attività, in coerenza con le definizioni del perimetro gestionale adottate nel metodo tariffario;
- condizioni di partecipazione, introducendo specifici requisiti di capacità economico-finanziaria e tecnica riconducibili a profili sviluppati nell’ambito della pertinente regolazione settoriale;
- importo a base di gara, esplicitando, in ragione della regolazione tariffaria *pro tempore* vigente, i criteri per la valorizzazione del valore dell’affidamento da porre a base di gara;
- ambito d’affidamento, esplicitando la necessità di coniugare norme di tutela e di monitoraggio, che sostengono forme di razionalizzazione e di accorpamento, con i principi fondamentali di apertura dei mercati alla concorrenza;
- criteri di aggiudicazione/valutazione delle offerte, introducendo criteri volti a valorizzare, in coerenza con la regolazione di settore, sia la componente tecnica (legata a obiettivi di miglioramento degli aspetti qualitativi e ambientali del servizio), sia la componente economica (sulla base dei target fissati), proponendo una specifica successione di stadi per il procedimento di aggiudicazione;
- elementi di trasparenza per la concorrenza, al fine di ridurre il *gap* informativo in capo al gestore entrante, esplicitando i principali elementi che connotano il servizio messo a gara, con riferimento agli oneri a carico del gestore entrante, alla consistenza e allo stato dei beni strumentali funzionali allo svolgimento del servizio messo a gara e alle garanzie da prestare in base alle disposizioni di legge.

¹⁹ Il citato decreto legislativo ha previsto, all’art. 7, commi 2 e 3, che le Autorità di regolazione “[...] predispongano schemi di bandi di gara e schemi di contratti tipo secondo quanto disposto dalle discipline di settore” e rendano, su richiesta degli enti locali o degli enti di governo dell’ambito, “un parere circa i profili economici e concorrenziali relativi alla suddivisione in lotti degli affidamenti”.



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007 (di seguito: legge n. 125/2007), ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato originariamente ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non scelgono un venditore nel mercato libero. A tali clienti, il servizio di maggior tutela assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/2017), come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto legge n. 176/2022), è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 per le microimprese¹.

Il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto legge n. 152/2021) aveva originariamente previsto un periodo interinale di un anno (a partire da gennaio 2023) funzionale allo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024. Tale termine è stato poi differito al 6 febbraio 2024, in esito alla pubblicazione del successivo decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con legge 2 febbraio 2024, n. 2 (di seguito: decreto legge 181/2023) che ha fissato la data del 10 gennaio 2024 quale scadenza (non anticipabile) per la presentazione delle offerte da parte degli operatori partecipanti alle predette procedure concorsuali.

Nelle more del completamento di detto processo, il richiamato decreto legge 152/2021 ha stabilito che i clienti continuino a essere riforniti in maggior tutela secondo gli indirizzi definiti con decreto dell'allora Ministro della transizione energetica, adesso Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: MASE).

Inoltre, il decreto del MASE del 17 maggio 2023 recante le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, ha disposto, *"al fine di garantire condizioni concorrenziali e pluralità di offerte"*, la necessità di *"introdurre meccanismi di gradualità nella transizione al mercato libero"*, prevedendo a tal fine che i clienti domestici non vulnerabili che, alla data della rimozione del servizio di maggior tutela, non abbiano stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero, siano assegnati al servizio a tutele graduali disciplinato dall'Autorità.

Con riferimento ai clienti classificati come vulnerabili, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/2021), come successivamente modificato dal decreto legge 181/2023, ha disposto che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, questi abbiano diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate dall'Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializ-

¹ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

zazione del servizio medesimo, determinati sulla base di criteri di mercato. I relativi esercenti dovranno essere selezionati tramite apposite procedure concorsuali disciplinate dall’Autorità.

Nelle more dell’adozione delle predette misure a favore dei clienti vulnerabili di cui al decreto legislativo 210/2021, il decreto legge 152/2021 ha prorogato transitoriamente il servizio di maggior tutela anche per questi clienti.

I clienti non domestici che si trovano senza un fornitore nel mercato libero sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/2017, rispettivamente nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione, nel servizio a tutele graduali per le microimprese qualora siano microimprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione, e nei restanti casi nel servizio di salvaguardia.

A partire da luglio 2024 anche i clienti domestici non vulnerabili per cui sarà cessato il servizio di maggior tutela saranno riforniti nel servizio a tutele graduali loro destinato qualora non risultino titolari di un contratto nel libero mercato.

Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell’Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea².

Nell’ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³, le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerenti le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell’energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all’ingrosso dell’energia elettrica;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell’energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l’approvvigionamento dell’energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

² Sentenza della Corte di giustizia europea, Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/ee.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi *PE* e *PD*.

In base a quanto previsto dal Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre gennaio-marzo 2023, con la delibera 29 dicembre 2022, 743/2022/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2023, con la delibera 30 marzo 2023, 135/2023/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2023, con la delibera 28 giugno 2022, 302/2023/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2023, con la delibera 28 settembre 2022, 427/2023/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I della presente *Relazione Annuale*.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 30 marzo 2023, 136/2023/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° aprile 2023, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente $DISP_{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2021 e dell'analogo servizio per le microimprese a partire dal mese di aprile 2023 la determinazione dei predetti corrispettivi ha riguardato i soli clienti domestici.

Al netto di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2022, dalla delibera 30 marzo 2022, 146/2022/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre

distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,28% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,77% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2021, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al *marketing* e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,2%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, trovano conferma i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta in particolare del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficiamento connesso alla propria dimensione aziendale. In aggiunta a tali meccanismi sono stati confermati il meccanismo uscita clienti, atto a compensare la mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero di norma manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV, e il meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta elettronica. In merito a tali meccanismi, la delibera 136/2023/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2022.

La delibera 136/2023/R/eel ha altresì aggiornato il corrispettivo PCV; i livelli fissati a decorrere dal 1° aprile 2023, applicati ai soli clienti domestici, sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero e considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,02%;
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2021, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 50 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita in linea con quanto richiamato con riferimento alla componente RCV; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 136/2023/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° aprile 2023 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) applicata ai soli clienti domestici.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione degli attuali esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2023/2024, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2022, 454/2022/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, con riferimento alla configurazione delle aree territoriali, alle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, alle modalità e tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali.

Il 25 novembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

TAV. 9.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	A2A Energia Spa	29,97
Lombardia	A2A Energia Spa	15,90
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia Spa	24,97
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia Spa	21,95
Lazio	Enel Energia Spa	83,91
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm Spa	97,80
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia Spa	179,94
Calabria	Hera Comm Spa	123,34
Sicilia	Enel Energia Spa	202,41

Fonte: ARERA.

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto meccanismo di reintegrazione salvaguardia). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il meccanismo di reintegrazione salvaguardia prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-*bis* del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in essere per il periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022 è disciplinato dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento a tale esercizio, la delibera 21 novembre 2023, 539/2023/R/eel, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione del 2021. Per il meccanismo da applicare al periodo di esercizio della salvaguardia 2023-2024, la delibera 454/2022/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative. Ha inoltre apportato alcune modifiche al meccanismo, con esclusivo riferimento a detto periodo, al fine di limitare le criticità che i partecipanti alle procedure concorsuali di assegnazione del servizio avrebbero potuto sperimentare nel quantificare correttamente l'offerta a causa delle incertezze sulla durata e sull'evolversi del contesto di prezzi

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

elevati in cui si sono svolte le procedure concorsuali, mantenendo comunque un forte incentivo alla prosecuzione delle azioni di recupero crediti anche dopo il riconoscimento degli oneri.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/2017, l'Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese ed alle microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali fosse effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all'organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021 all'interno del quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall'Autorità che prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l'erogazione del servizio a tutele graduali è avvenuta ad opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l'assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall'incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio; con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;
- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera 491/2020/R/eel ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati da clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele graduali (cosiddetto meccanismo di reintegrazione tutele graduali). Ne definisce inoltre i criteri e le modalità incentivanti ad una efficiente

gestione del credito da parte degli esercenti coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele graduali prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. Inoltre, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele graduali sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Servizio a tutele graduali per le micro-imprese – legge n. 124/2017

La delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel (di seguito: delibera 208/2022/R/eel) ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, a partire dalla regolazione dell'omologo servizio destinato alle piccole imprese, ancorché con alcune distinzioni motivate dalle diverse caratteristiche (sia dimensionali che in termini di numerosità della platea) che connotano le microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 208/2022/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN ex post). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 12;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta iterativa ascendente simultanea la quale è reiterata fino a quando per due turni successivi non ci sia al massimo un offerente per tutte le aree territoriali ovvero al raggiungimento del numero massimo di turni di gara fissati nel regolamento di gara;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 35% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;

- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo di quattro anni (intercorrente dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027).

Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1. Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm	-20
2. Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio-Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia	-13
3. Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2a energia	15
4. Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia	-3
5. Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia	-9
6. Liguria, Biella, Cuneo, Torino	agsm aim energia	9
7. Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	illumia	13
8. Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2a energia	25
9. Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie	53
10. Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2a energia	105
11. Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia	75
12. Sicilia	A2a energia	53

Fonte: AREGA

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili – legge n. 124/2017

La delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel (di seguito: delibera 362/2023/R/eel) ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, ricalcando per molti aspetti la disciplina dell'omologo servizio destinato alle microimprese, anche in considerazione delle similarità dei clienti domestici (sotto il profilo dei livelli di consumo individuali e di consapevolezza sul funzionamento del mercato) con tale tipologia di imprese, ancorché con alcune differenze riferite principalmente al disegno d'asta e a taluni requisiti di partecipazione, in ragione del numero di punti di prelievo, oggetto delle procedure concorsuali, di gran lunga più elevato rispetto a quello delle microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 362/2023/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo, espressa in euro/POD/anno, definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 26;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta a turno unico, in busta chiusa, simultanea per tutte le aree, nell'ambito della quale ciascun operatore dichiara il numero massimo di aree territoriali che si impegna a servire in caso di aggiudicazione;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 30% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo intercorrente dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027.

Il 6 febbraio 2024 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.3 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.3 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili e valore del prezzo di aggiudicazione*

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1	Nord1	Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	Enel Energia	-89
2	Nord2	Parma, Piacenza, Torino provincia	Enel Energia	-76
3	Nord3	Como, Torino comune, Varese	Illumia	-45
4	Nord4	Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E. On	-48
5	Nord5	Brescia, Milano comune	Enel Energia	-83
6	Nord6	Cremona, Genova, La Spezia, Lodi, Lucca, Massa-Carrara	Hera Comm	-65
7	Nord7	Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	Hera Comm	-61
8	Nord8	Bergamo, Sondrio, Udine	Hera Comm	-81
9	Nord9	Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	Enel Energia	-73

(segue)

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
10	Nord10	Bolzano, Trento, Vicenza	Enel Energia	-47
11	Nord11	Mantova, Modena, Reggio-Emilia, Verona	Enel Energia	-97
12	Nord12	Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	Hera Comm	-91
13	Centro1	Ascoli-Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	Hera Comm	-111
14	Centro2	Firenze, Roma provincia	Illumia	-65
15	Centro3	Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	Hera Comm	-21
16	Centro4	Roma comune	Enel Energia	-28
17	Sud1	Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia	20
18	Sud2	Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2a Energia	29
19	Sud3	Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia	-200
20	Sud4	Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	Hera Comm	-73
21	Sud5	Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia	-192
22	Sud6	Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Salerno Energia Vendite	-32
23	Sud7	Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Salerno Energia Vendite	-9
24	Sud8	Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio-Calabria, Vibo-Valentia	Edison Energia	-193
25	Sud9	Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia	-170
26	Sud10	Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2a Energia	6

Fonte: ARERA

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e *default*

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisse transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, dovevano comprendere tra le proprie offerte commerciali. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata da gennaio 2024 per i clienti non vulnerabili, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge n. 176/2022, convertito con legge n. 6/2023.

Rimozione del servizio di tutela del gas naturale e regolazione dei clienti vulnerabili

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 11 ottobre 2022, 489/2022/R/com, l'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com ha attuato le disposizioni normative in materia di rimozione del servizio di tutela gas e di definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti finali vulnerabili, come definiti dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (decreto legge 115/22), convertito con modificazioni dalla legge 21 set-

tembre 2022, n. 142, prevedendo un percorso di superamento graduale del medesimo servizio da completare entro gennaio 2024.

La delibera ha stabilito, tra l'altro, che ciascun venditore fosse tenuto a proporre ai propri clienti finali del servizio di tutela gas non già identificati come clienti vulnerabili, secondo le modalità di cui alla delibera 14 marzo 2023, 102/2023/R/com, l'offerta di mercato libero recante la stima della spesa annua (in euro) di valore inferiore tra quelle disponibili nel suo portafoglio di offerte rivolte alla generalità dei clienti domestici o ai condomini con uso domestico.

A partire da gennaio 2024, il cliente finale che non avesse aderito alle nuove condizioni di fornitura proposte dal venditore né sottoscritto un diverso contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, ha continuato ad essere servito dal proprio venditore alla stessa struttura di prezzo delle offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile di cui alla delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, con:

- una componente, equivalente al P_{ING} , definita secondo i criteri della delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas;
- una componente in quota energia, pari alla somma della componente CCR e della componente in quota variabile della componente QVD, come definite dall'Autorità;
- e una componente, P_{FIX} , in quota fissa (€/anno) definita liberamente dal venditore.

Inoltre, l'offerta in questione è caratterizzata da una durata delle condizioni economiche pari a 12 mesi, rinnovabili alla fine del periodo di validità delle stesse mediante una comunicazione al cliente finale effettuata con le modalità e tempistiche previste dalla disciplina delle offerte PLACET.

Ai fini del monitoraggio dei prezzi applicati ai clienti finali precedentemente serviti in tutela, la delibera 100/2023/R/com ha previsto che i venditori fossero tenuti a comunicare, tra l'altro, all'Autorità il valore della componente P_{FIX} applicata ai clienti finali serviti in tutela gas che non abbiano sottoscritto un contratto di mercato libero entro il 1° gennaio 2024 con modalità e tempistiche definite dalla determina 26 luglio 2023, DIME/DSME/1/2023. Con la delibera 7 novembre 2023, 518/2023/E/gas, l'Autorità ha intimato a nove venditori, di cui non risultava pervenuta la risposta, di adempiere tempestivamente a tale obbligo di comunicazione.

I clienti finali identificati come vulnerabili secondo le modalità di cui alla delibera 102/2023/R/gas che non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, a decorrere dal 1° gennaio 2024, sono serviti alle condizioni di fornitura di cui al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) definite dall'Autorità per il *servizio di tutela della vulnerabilità*, caratterizzato da condizioni economiche analoghe a quelle previste per il servizio di tutela gas e dalle stesse condizioni contrattuali dell'offerta PLACET di gas naturale. A partire dalla medesima data, i clienti che soddisfano i requisiti per essere classificati come vulnerabili ai sensi del decreto legge 115/2022 possono richiedere ai venditori del mercato libero l'applicazione delle condizioni del *servizio di tutela della vulnerabilità*.

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (decreto legislativo n. 93/2011), così come modificato dal

decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, per i soli clienti domestici, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate alla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge n. 176/2022, convertito con legge n. 6/2023, a partire da gennaio 2024.

Dalla predetta data, il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142 ha previsto che tutti i venditori e i fornitori di ultima istanza siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità cui è stato altresì demandato il compito di introdurre al riguardo specifiche misure perequative a favore dei fornitori del servizio di fornitura di ultima istanza.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, la delibera 374/2022/R/gas, ha definito che, a partire dal 1° ottobre 2022, la componente C_{MEM} sia determinata *ex post* pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren, superando la precedente modalità di calcolo trimestrale *ex-ante* basata sulla somma degli elementi $QT_{int,t}$, $QT_{PSV,t}$, $P_{FOR,t}$ come precedentemente definiti.

Pertanto, il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso è stato aggiornato a decorrere dal 1° ottobre 2022 con cadenza mensile all'inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicato in un'apposita sezione del sito internet; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Con la delibera 30 marzo 2023, 137/2023/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2023, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela. Per gli aspetti relativi alla determinazione di tale componente sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2022.

In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, conside-

rando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 0,97%, non differenziato per tipologie di clienti;

- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2021, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *esecending*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 44 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari a 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela, con delibera 12 aprile 2022, 169/2023/R/gas sono stati fissati i valori della componente CCR, per i periodi 1° ottobre 2023-31 dicembre 2023, nonché del corrispettivo CRVOS con riferimento al periodo 1° ottobre 2023-31 marzo 2024.

Servizi di ultima istanza

Il servizio di *default* trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con delibera 249/2012/R/gas, afferisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdD_T, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l'SdD_T, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione.

A partire dall'anno termico 2015/2016, l'impresa maggiore di trasporto eroga direttamente il SdD_T senza ricorrere alla selezione, tramite procedure concorsuali, di un "fornitore transitorio" (di seguito: FT_T). Pertanto, con le delibere 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, 28 settembre 2017, 662/2017/R/gas, 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas e 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, relativamente agli anni termici 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, l'Autorità ha stabilito delle previsioni che sono state riconfermate per ogni anno termico successivo.

Alla luce della continuità degli interventi in materia di SdD_T sopra richiamati, con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas è stata confermata la disciplina contenuta nei suddetti interventi svincolandola dal singolo anno termico ed è stato previsto che qualora l'impresa maggiore di trasporto decida di erogare direttamente il SdD_T sulla propria rete senza procedere all'individuazione di un FT_T pubblici, oltre a quanto già previsto sul proprio Codice di rete, l'eventuale disponibilità a svolgere tale servizio anche presso le reti regionali delle altre imprese di trasporto.

Con la delibera 249/2012/R/gas, art. 10, l'Autorità ha definito il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti del SdDT, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di SdDT. Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento UG3_{FT} della componente UG3 e dalla componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto UG3_r, di cui al comma 41.1, lettera d), della RTTG. Tenuto conto del ridursi prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-22, con la delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/COM l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di *default* di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti di minori dimensioni, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁵. Il servizio di *default* invece è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁶. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*. Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014⁷.

L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG

5 Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

6 L'attivazione del FD_D è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

7 La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

(di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento $UG3_{Uj}$ della componente UG3 della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 42.3, lettera h), del testo della Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas (di seguito RTDG).

Tenuto conto del ridursi prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-22, con la delibera 633/2023/R/COM l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 3 agosto 2023, 378/2023/R/gas ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per il FD_D , pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2023 al 30 settembre 2025: la richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto regolatorio complessivo già adottato dalla delibera 6 agosto 2021, 290/2021/R/gas, inclusa la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; tuttavia, ha riformato parzialmente taluni aspetti puntuali della regolazione prevedendo:

- la possibilità dei soli clienti domestici vulnerabili di richiedere al FUI l'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, qualora non trovino un fornitore sul libero mercato disposto a farlo;
- l'applicazione, ai clienti vulnerabili per cui si attivi il servizio, del prezzo definito dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità e ai clienti non vulnerabili (domestici e non) di un tetto massimo al prezzo pagato nell'ipotesi che i prezzi di aggiudicazione formati nelle varie aree territoriali siano eccedenti il valore soglia definito dall'Autorità;
- l'incremento, in relazione al meccanismo di reintegrazione della morosità dei clienti non disalimentabili e dei clienti morosi per il Servizio di Default distribuzione, del numero delle sessioni di reintegrazione del meccanismo previste per ciascun anno termico, passando da una annuale a due semestrali;
- l'estensione del perimetro di informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali, con l'inclusione anche di quelle relative ai clienti vulnerabili;
- l'allineamento di alcuni requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali (in particolare, quelli di solidità economico-finanziaria e di onorabilità e professionalità) a quelli attualmente previsti per gli altri servizi di ultima istanza del settore elettrico.

Ai sensi della delibera 378/2023/R/gas, Acquirente unico, il 12 settembre 2023, ha pubblicato gli esiti della procedura concorsuale per la selezione dei FUI indicando il nome dell'assegnatario e il valore del prezzo offerto (β) ed evidenziando come per l'area 9 - Sicilia e Calabria non fosse pervenuta alcuna offerta.

Successivamente, con delibera 13 luglio 2023, 402/2023/R/gas è stato demandato ad Acquirente unico di indire, in via straordinaria e urgente, una nuova procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione del FUI nell'area di prelievo 9 - Sicilia e Calabria. Gli esiti di tale procedura straordinaria sono stati pubblicati in data 15 settembre.

Gli esiti della predetta procedura concorsuale sono evidenziati nella tavola 9.4 in cui sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente, il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.4 *Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β*

AREE GEOGRAFICHE	ASSEGNATARIO	β (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	Hera Comm	23,57
2. Lombardia	Hera Comm	22,87
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	Hera Comm	13,77
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	Hera Comm	14,67
5. Toscana, Umbria e Marche;	Hera Comm	26,67
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	Hera Comm	19,67
7. Lazio	Hera Comm	32,77
8. Campania	Hera Comm	47,47
9. Sicilia e Calabria	Enel Energia	21,18

Fonte: ARERA.

Con riferimento al SdD Distribuzione, gli esiti delle procedure concorsuali per la selezione dei FDD sono stati pubblicati da Acquirente unico in data 19 settembre.

I relativi esiti sono evidenziati nella seguente tavola 9.5.

TAV. 9.5 *Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc*

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	γ (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	15,74
	2°	Enel Energia	80,00
2. Lombardia	1°	Hera Comm	11,64
	2°	Enel Energia	71,30
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	18,64
	2°	Enel Energia	66,20
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	13,64
	2°	Enel Energia	57,70
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	17,64
	2°	Enel Energia	39,50
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	23,44
	2°	Enel Energia	74,40
7. Lazio	1°	Hera Comm	14,64
	2°	Enel Energia	40,30
8. Campania	1°	Hera Comm	33,44
	2°	Enel Energia	97,50
9. Sicilia e Calabria	1°	Hera Comm	38,64
	2°	Enel Energia	130,30

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: il Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61, della legge n. 124/2017. Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET nonché la spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta di offerte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini uso domestico con consumi gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno, alle imprese del settore gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio al fine di verificare eventuali necessità di consolidamento, evoluzioni e nuove funzionalità.

Trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante *pc-desktop* sia attraverso dispositivi mobili.

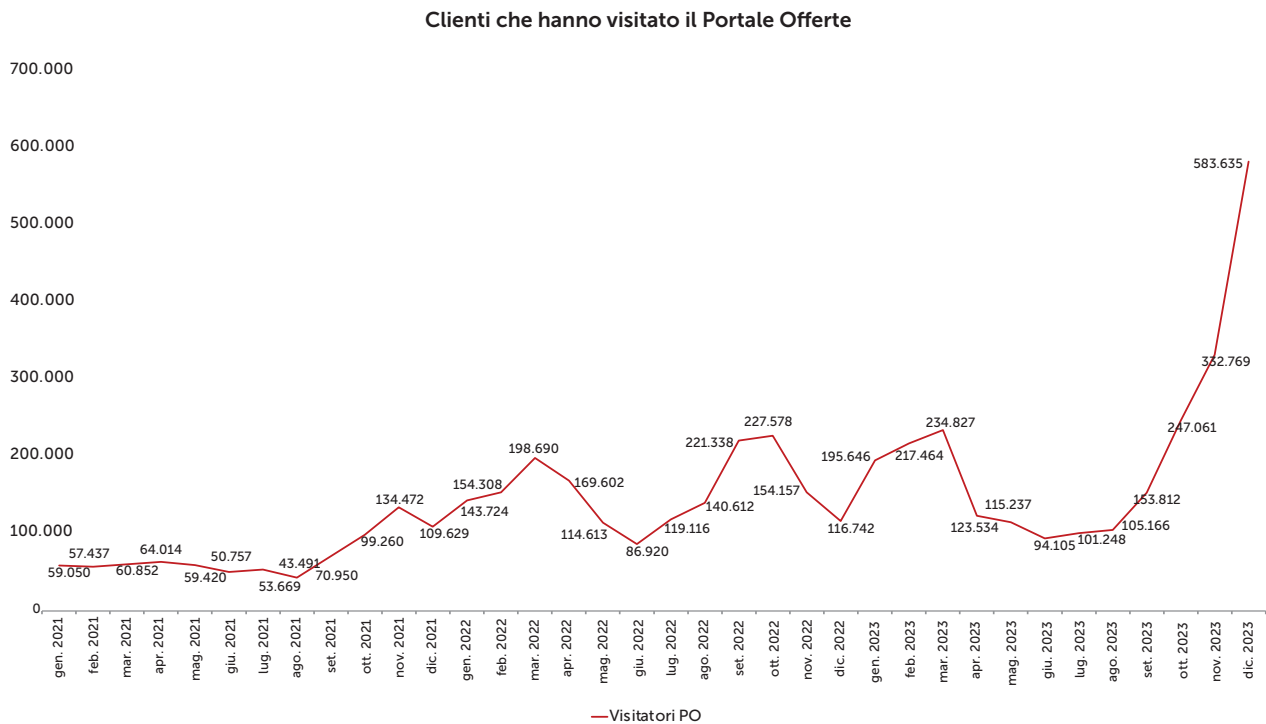
Complessivamente dal 1° luglio 2018 al 31 ottobre 2023, il sito ha avuto un totale di 7.328.039 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 59.266.433.

Nel 2023 di attività del Portale Offerte, il Gestore del SII ha costantemente effettuato il monitoraggio:

- delle visite;
- delle URL;
- delle tipologie di referenti;
- delle tipologie di dispositivi di navigazione;
- dei *browser*;
- dei Paesi da cui sono state effettuati accessi sul Portale.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che, nel 2023, il sito ha avuto un totale di 2.504.504 visitatori unici (+35,6% rispetto al 2022 e +190% rispetto al 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2023 oltre 208 mila visitatori unici, con un picco nel mese di dicembre 2023, di oltre 583 mila utenti (Fig. 9.1).

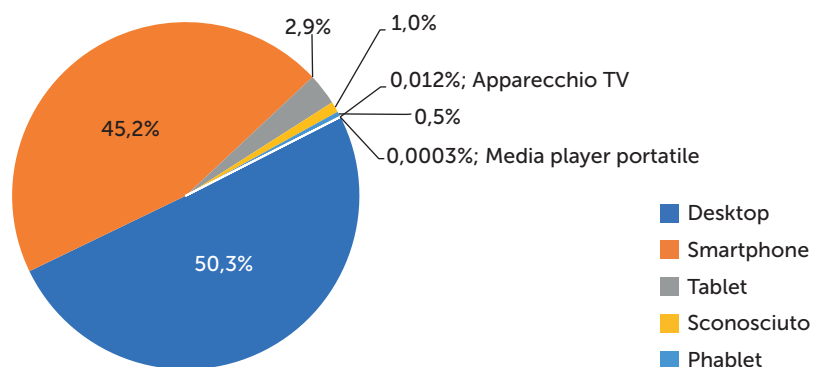
FIG. 9.1 Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Nel quarto trimestre 2023 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi *desktop*. Gli accessi nel quarto trimestre 2023 sono avvenuti, infatti, per il 50,3% tramite *desktop*, -4,5 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, il 45,2% è avvenuta tramite *smartphone*, +4,2 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Il Portale Offerte, realizzato sulla piattaforma Azure creata da Microsoft, utilizza servizi basati sul *cloud* che permettono di dimensionare con flessibilità e scalabilità ed in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. Sulla base degli elementi emersi in relazione alla complessità di calcolo della spesa, della numerosità delle offerte da gestire e della nu-

merosità degli accessi, nel 2023 non sono stati necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte. Diversamente, si ritiene che per il 2024 siano necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte per consentire l'accesso ai dati storici di consumo su cui eseguire i confronti. Per accedere a tali dati dovrà essere prevista l'autenticazione SPID o CIE, pertanto si prevede l'integrazione della componente "EID Gateway", che implementa la comunicazione con gli *Identity Provider* secondo le modalità e gli standard previsti da SPID e CIE.

Nel corso del 2023 sono state apportate consistenti modifiche alla fruibilità ed al *layout* del Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili. In particolare, sono state concluse le seguenti implementazioni:

- nuova funzionalità di confronto tra un'offerta personalizzata che il cliente riceve da un venditore e le altre offerte presenti sul PO, usufruibile tramite l'inserimento del codice offerta che il cliente ha ricevuto dal venditore (solo per confronti tra offerte c.d. simulabili per cui vige l'obbligo di trasmissione al SII);
- gestione della fine del Servizio di Maggior Tutela e dell'inizio del Servizio a Tutele Graduali per le Microimprese⁸ (adeguamenti dei contenuti informativi e del *layout*);
- gestione della caratteristica di vulnerabilità⁹ dei clienti finali (con l'aggiunta di un filtro dedicato sia per il settore del gas naturale che dell'energia elettrica, rispettivamente a dicembre 2023 e nel primo trimestre 2024);
- introduzione delle informazioni relative all'eventuale presenza di oneri di recesso anticipato¹⁰ (da dicembre 2023);
- sviluppo di una versione *light* del PO, incorporabile in altri siti web (per esempio testate giornalistiche);
- proroga dell'aliquota IVA al 5% per il GAS a seguito dei periodici interventi legislativi;
- modifica dei contenuti informativi del Portale, introduzione di disclaimer per la fine della Tutela Gas e della Maggior Tutela;
- aggiornamento dei risultati del questionario *Customer Satisfaction*.

Sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte degli utenti sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial.

Dal monitoraggio del Portale Offerte di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 51/2018/R/com, si evince che, visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2023, esse risultano pari a 8.505, di cui 5.854 di mercato libero, 2170 offerte PLACET e 481 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua.

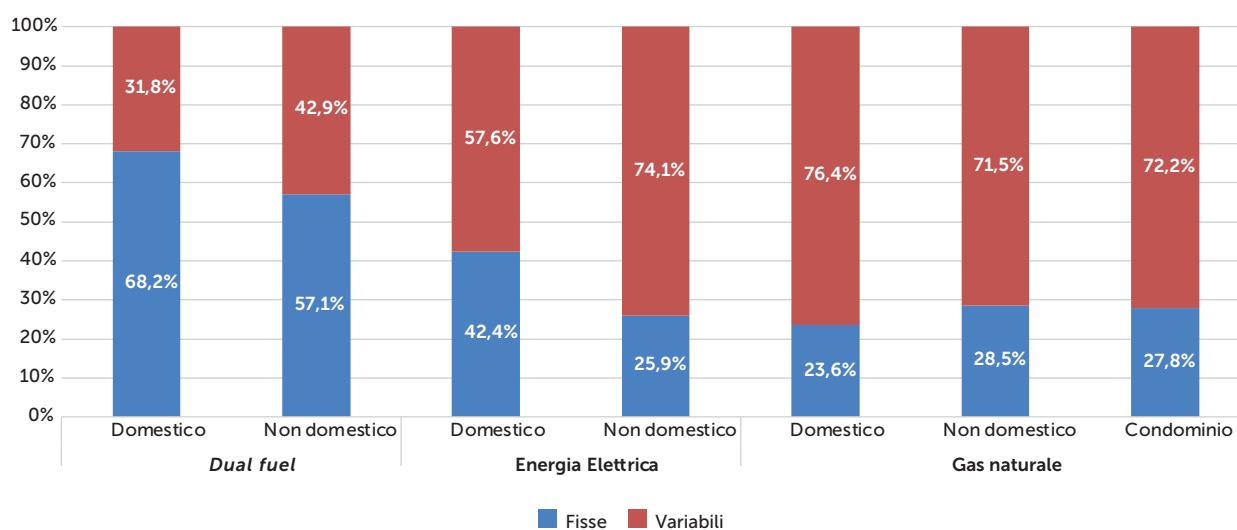
Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 4.100 offerte, per il gas naturale 3.873; le offerte *dual fuel* sono 44 (Fig. 9.3).

8 In attuazione di quanto previsto dalla delibera 208/2022/R/eel.

9 In attuazione di quanto previsto dalle delibere 100/2023/R/com e 362/2023/R/eel.

10 In attuazione di quanto previsto dalla delibera 250/2023/R/com, monitoraggio Portale Offerte.

FIG. 9.3 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale, settore e struttura di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella Fig. 9.3 per il settore elettrico, il 68,2% delle offerte rivolte ai clienti domestici sono a prezzo fisso, per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 57,1%. Complessivamente, per entrambe le tipologie di clienti del settore elettrico, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Analogamente per il settore del gas naturale nel quarto quadrimestre 2023 le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 76,4% delle offerte disponibili.

Mensilmente è effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica sia per il gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nella sezione del sito dell'Autorità dedicata al Monitoraggio *Retail* (si veda www.arera.it/dati-e-statistiche).

I grafici riportano, a partire da dicembre 2019, il numero di offerte che i clienti finali, domestici e non domestici, possono scegliere, consultando il Portale Offerte dell'Autorità, per approvvigionarsi di energia elettrica e gas naturale. Oltre ai numeri totali di offerte disponibili è riportata la distinzione tra offerte PLACET e altre offerte del mercato libero e tra offerte a prezzo fisso e a prezzo variabile.

I grafici, inoltre, analizzano la spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo tra le offerte mensilmente disponibili nel Portale Offerte per l'utente tipo domestico per il settore elettrico¹¹ e l'utente tipo domestico gas¹²; si illustra la disponibilità mensile:

11 Per il settore elettrico sono pubblicate alla pagina "Analisi delle offerte su Portale Offerte" le analisi delle offerte disponibili per i seguenti utenti tipo:

- cliente domestico residente a Milano, con 2.700 kWh di consumo annuo e 3 kW di potenza, a partire da gennaio 2020;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 4.000 kWh di consumo annuo e 6 kW di potenza, a partire da luglio 2021;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 15.000 kWh di consumo annuo e 12 kW di potenza, a partire dal gennaio 2021.

12 Per il settore del gas sono pubblicate alla pagina "Analisi delle offerte su Portale Offerte" le analisi delle offerte disponibili per i seguenti utenti tipo: cliente domestico sito a Milano, con 1.400 Smc di consumo annuo, uso del gas naturale per Cucina, Acqua Calda e Riscaldamento (CACR).

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, ove applicabile, in numero e in percentuale rispetto al totale delle offerte di mercato libero pubblicate sul Portale Offerte;
- del massimo risparmio disponibile rispetto alla spesa annua prevista per la maggior tutela, ove applicabile, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e a prezzo fisso per entrambi settori.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione dei medesimi clienti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (di seguito: offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero 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 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2023 risultano presenti nel Portale Offerte 2.170 offerte PLACET come di seguito dettagliate (Tav. 9.6).

TAV. 9.6 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity

	COMMODITY	TIPO CLIENTE	TIPO OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY	
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	201	442	877	
			variabile	241			
		Non domestico	fissa	201	435		
			variabile	234			
	Gas naturale	Domestico	fissa	176	516	1.293	
			variabile	340			
		Non domestico	fissa	169	391		
			variabile	222			
		Condominio	fissa	137	386		
		Condominio	variabile	249			
	TOTALE OFFERTE						2.170

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito internet istituzionale che permette ai consumatori di accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari nonché ai dati di consumo storici (con profondità massima pari a 36 mesi) e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019, coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Con la delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, incaricandone dello sviluppo il Gestore del SII. Concepito come un progetto a più fasi attuative, il Portale Consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance* sia a implementarne le specifiche; come negli anni precedenti, quindi, anche nel corso del 2023 sono state ulteriormente rese disponibili nuove funzionalità, tra cui l'indicazione della potenza massima assorbita nel periodo, e sono continuati gli approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali. Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata che dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti *Relazioni Annuali*.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

A partire dal 1° gennaio 2023, ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com (Bolletta 2.0), sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, con separata e adeguata evidenza, il seguente messaggio: *"Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori."*

Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 124/2017, con la delibera 208/2022/R/eel l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente:

- nel periodo intercorrente da luglio 2022 a marzo 2023 allegasse, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra la data di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese e la fine del mese precedente l'attivazione di detto servizio, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità;
- riportasse, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale, ai sensi dell'art. 10, comma 3, della Bolletta 2.0, un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Nell'ambito, invece, delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, con delibera 362/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente:

- nel periodo intercorrente da settembre 2023 a giugno 2024 allegasse, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra aprile e giugno 2024, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità, differenziato tra clienti identificati come vulnerabili e non, contenente informazioni sul superamento del servizio di maggior tutela, sui diritti dei clienti vulnerabili e sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta nel mercato libero;
- riporti, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Inoltre, la delibera 362/2023/R/eel ha previsto che i venditori, con riferimento ai soli clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero, siano tenuti:

- in tutte le bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, a riportare un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0;
- a riportare, a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all'anno, un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0.

Con riferimento al superamento del servizio di tutela gas, la delibera 100/2023/R/com ha previsto, tra l'altro, che:

- nel corso del mese di settembre 2023, ciascun venditore inviasse ai propri clienti finali serviti in tutela gas una comunicazione contenente informazioni sulla rimozione del servizio medesimo, sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta consapevole (Portale Offerte e Portale Consumi) e per ottenere informazioni sui propri diritti (Sportello per il consumatore Energia e Ambiente e pagina internet ARERA per il consumatore), sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle opzioni di scelta con il medesimo o altro venditore; nel caso dei clienti identificati come vulnerabili, inoltre, la comunicazione conteneva informazioni sul servizio di tutela della vulnerabilità di cui al TIVG mentre, nel caso dei clienti diversi dal cliente domestico vulnerabile, informazioni sull'offerta di mercato libero più conveniente e la proposta di modifica delle condizioni economiche del contratto di tutela gas che avrebbero trovato applicazione laddove il cliente non avesse proceduto ad alcuna scelta prima del 1° gennaio 2024;
- in tutte le bollette emesse tra settembre e dicembre 2023 dei propri clienti domestici nel mercato libero, ciascun venditore riportasse un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0. Inoltre, a partire dal 1° settembre 2024 e con le stesse modalità, ciascun venditore dovrà riportare in almeno una bolletta all'anno dei propri clienti domestici nel mercato libero un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate.

Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito semplicemente Codice di condotta commerciale)¹³ definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹⁴ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, con la delibera 6 giugno 2023, 250/2023/R/com l'Autorità ha approvato interventi di aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale relativi:

- all'adeguamento alle nuove disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 che ha dato attuazione alla direttiva (UE) 2019/944 (nuova direttiva elettrica);
- agli obblighi informativi dei venditori in caso di rinnovo delle condizioni economiche con modifica delle medesime condizioni nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale.

In particolare, relativamente alle forniture di energia elettrica per i clienti domestici e le piccole imprese, la delibera 250/2023/R/com ha stabilito:

¹³ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹⁴ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

- la facoltà per il venditore di prevedere eventuali oneri di recesso esclusivamente nei contratti di energia elettrica di durata determinata e a prezzo fisso;
- la possibilità di applicare eventuali oneri di recesso anche ai contratti a tempo indeterminato con condizioni economiche a prezzo fisso di durata determinata, nonché ai contratti a prezzo fisso che, allo scadere di tale prezzo, prevedono un passaggio ad un prezzo variabile; in entrambi i casi, tali oneri potranno comunque essere applicati solo limitatamente al periodo di validità delle condizioni economiche a prezzo fisso;
- l'obbligo in capo ai venditori, in occasione della proposta di un'offerta di un contratto di fornitura nonché nel contratto medesimo, di comunicare al cliente finale la somma massima di denaro complessivamente dovuta in caso di recesso anticipato, eventualmente differenziata ed esplicitata sulla base del numero di mesi o giorni intercorrenti tra il recesso e il termine del contratto o delle condizioni economiche a tempo determinato, fatta salva la facoltà in capo al venditore di indicare, in aggiunta all'importo massimo, i criteri di determinazione dell'importo medesimo; l'onere di recesso deve essere specificamente approvato e sottoscritto dal cliente finale e il venditore è tenuto a specificare che la somma di denaro indicata in contratto costituisce un importo massimo che potrebbe essere ridotto in ragione dell'effettiva perdita economica diretta derivante dal recesso anticipato del cliente finale.

La delibera stabilisce, inoltre, che, per qualunque tipologia di contratto, l'eventuale esercizio della facoltà di variazione unilaterale delle condizioni da parte del venditore comporta la decadenza dell'eventuale applicazione di oneri di recesso anticipato anche qualora il cliente finale receda successivamente all'applicazione della variazione medesima e prima della scadenza del contratto o del primo periodo di vigenza delle condizioni economiche a prezzo fisso.

In materia di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale la delibera 250/2023/R/com stabilisce l'introduzione, nel Codice di condotta commerciale, di specifici obblighi informativi in capo al venditore qualora il contratto sottoscritto dal cliente finale preveda, in aggiunta all'eventuale facoltà del venditore medesimo di rinnovare tacitamente le condizioni economiche:

- la validità delle suddette condizioni economiche per un periodo temporale determinato (condizioni economiche che, pertanto, scadono con lo spirare di detto termine);
- la facoltà per il venditore di applicare, per un nuovo periodo di tempo predefinito, nuove e differenti condizioni economiche, mediante preavviso al cliente finale rispetto alla scadenza;
- l'applicazione, a far data dalla scadenza *sub i*), delle nuove condizioni economiche comunicate *sub ii*), salvo comunque l'esplicito riconoscimento al cliente finale del diritto di recesso.

Gli obblighi informativi contemplano l'invio di una specifica comunicazione in forma scritta, da parte del venditore, che pervenga al cliente finale con un preavviso non inferiore a tre mesi rispetto alla decorrenza delle nuove e differenti condizioni economiche, contenente l'illustrazione chiara, completa e comprensibile dei contenuti e degli effetti delle nuove e differenti condizioni economiche, la data di scadenza delle precedenti condizioni, la data di decorrenza e di scadenza delle nuove condizioni, la stima della nuova spesa annua, la variazione stimata della spesa annua rispetto alle condizioni precedenti nel caso di variazioni derivanti dall'aumento di corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso e/o dalla scadenza o riduzione di sconti, le modalità e i termini per la comunicazione da parte del cliente finale dell'eventuale non accettazione del rinnovo e della conseguente volontà di esercitare il recesso ed il riferimento al Portale Offerte su cui trovare eventuali altre offerte.

Il Codice di condotta commerciale è stato, inoltre, modificato:

- dalla delibera 100/2023/R/com, che, in aggiunta all'allineamento delle definizioni e all'eliminazione dei riferimenti alla tutela gas, ha previsto l'introduzione, in fase precontrattuale, dell'obbligo in capo al venditore di informare il cliente della possibilità di essere servito nel servizio di tutela della vulnerabilità e, nel caso di cliente identificato come vulnerabile, di consegnare la Scheda sintetica di tale servizio, definita con determina 26 luglio 2023, 1/2023 – DIME nonché, per la generalità dei clienti domestici, la rimozione della Scheda di confrontabilità dell'energia elettrica a partire dal 1° luglio 2024, come confermato dalla delibera 28 novembre 2023, 549/2023/R/eel, e della Scheda di confrontabilità del gas naturale a partire dal 1° gennaio 2024;
- dalla delibera 31 ottobre 2023, 496/2023/R/com, che ha previsto l'aggiornamento del testo in attuazione del decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224 con particolare riferimento agli obblighi informativi in fase precontrattuale sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Con la delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione della Bolletta 2.0, finalizzato alla sua revisione organica a perseguire gli obiettivi generali di miglioramento dal punto di vista della semplicità, comprensibilità e uniformità. L'avvio del nuovo procedimento chiude il procedimento avviato con la precedente delibera 549/2020/R/com, nel cui ambito erano stati introdotti precedenti aggiornamenti in materia, e si è reso necessario alla luce del nuovo assetto di mercato, con la prospettiva della graduale rimozione degli attuali regimi di tutela e dell'esigenza di fornire al cliente finale una bolletta in grado di orientarlo più efficacemente sul mercato libero.

La delibera, inoltre, ai sensi della delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/gas, prevede che le disposizioni della Bolletta 2.0 attualmente vigenti nell'ambito del servizio di tutela gas siano direttamente applicabili al servizio di tutela della vulnerabilità, fino all'adozione di specifici provvedimenti.

In considerazione dell'importanza della revisione, nonché della necessità di garantire la più ampia partecipazione, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti; le diverse opzioni di regolazione sono pertanto analizzate secondo i criteri della semplicità, comprensibilità e uniformità.

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2023, 517/2023/R/com, l'Autorità ha quindi illustrato i primi orientamenti finalizzati a perseguire gli obiettivi sopra richiamati, anche in vista dalla rimozione degli attuali regimi di tutela e dell'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, e di revisione organica delle informazioni indicate, con una migliore distinzione di quelle ritenute essenziali. In particolare, nel documento è illustrata una struttura della Bolletta 2.0 così articolata:

- una prima pagina obbligatoria, chiamata "Frontespizio unificato", con una struttura uguale per tutti i clienti finali;
- gli elementi essenziali, che unitamente al "Frontespizio unificato" sostituiscono l'attuale "bolletta sintetica";
- gli elementi di dettaglio, che sono invariati e continuano a svolgere la funzione di riportare le informazioni analitiche di dettaglio relative agli importi fatturati.

Sono inoltre proposti ulteriori elementi di trasparenza e semplificazione con riferimento agli indicatori sintetici di prezzo, alle fasce orarie (per l'energia elettrica), e all'energia immessa negativa. Il documento, inoltre, pone in consultazione anche le tempistiche per l'implementazione delle disposizioni proposte.

Con riferimento al "Frontespizio unificato", l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento di introdurre l'obbligo per tutti i venditori di predisporre la bolletta in modo che la prima pagina abbia caratteristiche comuni e ricomprenda un insieme circoscritto di informazioni-chiave, indicate con modalità comuni soprattutto per quanto concerne gli elementi economici riferiti al periodo di fatturazione in oggetto. Altresì, al fine di mantenere la massima uniformità anche tra bollette di venditori differenti, si prevede che i venditori non possano inserire nel "Frontespizio unificato" elementi diversi o ulteriori rispetto a quanto indicato.

In particolare, si propone che il Frontespizio unificato debba riportare obbligatoriamente e unicamente alcuni elementi minimi, tra cui, per esempio, i dati identificati del cliente e del punto e gli importi economici relativi al periodo oggetto di fatturazione (per i quali sono proposti tre modelli richiamati in seguito).

In particolare, per quanto concerne le modalità di esposizione degli importi fatturati, l'Autorità ha posto in consultazione una logica radicalmente differente rispetto alla vigente classificazione tripartita in voce di spesa, illustrando tre modelli alternativi:

- il modello 1 prevede che ci sia un'unica voce di spesa "Spesa per la fornitura dell'energia elettrica" o "Spesa per la fornitura del gas naturale" a cui viene detratto l'eventuale importo del bonus sociale (evidenziato per i soli clienti che ne hanno titolo) e in cui si conteggia l'importo "servizi aggiuntivi o altre partite", ove presenti: tale somma algebrica determina la base imponibile;
- il modello 2 sviluppa la spesa per la fornitura seguendo la logica "quantità x prezzo" e prevede che tale spesa sia suddivisa in quota variabile e quota fissa, con l'eventuale quota potenza (solo per energia elettrica);
- il modello 3 riporta gli importi secondo la logica "quantità x prezzo" sotto ciascuna quota ("variabile" e "fissa" – e, per il solo settore elettrico "potenza") e i singoli corrispettivi unitari definiti nell'ambito del contratto di fornitura.

La seconda parte della Bolletta 2.0, che assieme al Frontespizio unificato sostituisce la bolletta sintetica, è previsto sia denominata "Elementi essenziali"; essa riporta i restanti elementi minimi già presenti nella regolazione e non ricompresi nella nuova pagina del Frontespizio unificato.

Infine, l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento di indicare ulteriori elementi di trasparenza, quali gli indicatori sintetici di prezzo. In particolare, in ragione del venire meno delle tutele di prezzo per i clienti non vulnerabili, si è inteso verificare nuovamente le opzioni per l'esposizione in bolletta degli indicatori sintetici di prezzo per i clienti serviti sul mercato libero, riferiti all'offerta commerciale e alle condizioni economiche del periodo di fatturazione, cioè valorizzati ai livelli "effettivi" in base ai corrispettivi determinati in ciascun periodo di fatturazione. In altre parole, tali indicatori sarebbero valorizzati secondo le medesime regole di determinazione previste dagli artt. 15 e 16 del Codice di condotta commerciale, ponendo però come base di calcolo i corrispettivi secondo i valori che assumono nella specifica bolletta. In particolare, l'Autorità ha valutato:

- il mantenimento della situazione attuale (non inserire all'interno della bolletta gli indicatori sintetici di prezzo) (opzione zero);
- l'inserimento nella bolletta dei livelli effettivi degli indicatori sintetici di prezzo, posizionati alternativamente o nel "Frontespizio unificato" o negli "Elementi essenziali" (opzione uno).

Da ultimo, con riferimento agli ulteriori temi non già trattati nel procedimento di cui alla delibera 549/2020/R/com, l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento, con riferimento al settore dell'energia elettrica, di indicare nella bolletta sintetica l'informazione relativa alla suddivisione dei consumi per fasce esclusivamente per coloro che hanno un contratto di fornitura caratterizzato da condizioni economiche differenziate per fasce di consumo. Per quanto concerne, invece, l'energia immessa negativa, l'Autorità ha proposto di prevedere per i clienti con impianti di produzione o di accumulo di energia elettrica il dettaglio delle informazioni rilevanti ai fini del calcolo del consumo fatturato (o prelievo effettivo da fatturare al cliente finale).

Si rileva infine che nel corso del procedimento, l'Autorità ha organizzato diversi incontri informativi, strutturati in *focus group*, con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici e dei consumatori non domestici e un incontro, strutturato come un tavolo tecnico, con la partecipazione delle associazioni rappresentative degli operatori, finalizzati a illustrare e condividere le proposte ricomprese nel primo documento per la consultazione. Inoltre, è stata svolta un'apposita indagine demoscopica rivolta alle famiglie per comprendere e valutare meglio l'utilizzo e grado di comprensione della bolletta, nonché testare le nuove proposte per la bolletta revisionata.

Anche a seguito di tali incontri e approfondimenti, l'Autorità ha considerato opportuno prevedere un'ulteriore fase di consultazione, nel corso del 2024, di cui si renderà conto della prossima *Relazione Annuale*.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)¹⁵. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2023 ha operato, per il terzo anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, si ritengono cessate, poiché risultano ormai prescritti i diritti di eventuali danneggiati che non abbiano sottoposto in tempo utile richiesta di risarcimento o indennizzo. Per le prime tre polizze (periodo ottobre 2004-settembre 2010) risulta, inoltre, azzerato il numero di pratiche ancora aperte (e, di conseguenza, il valore delle relative provviste di riserva), mentre, per la quarta polizza, rimane aperta la sola gestione di 5 pratiche con provvista di riserva non ancora chiuse in via definitiva.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2023, sono state ricevute 998 denunce di sinistro (di cui 65 coperte dalla settima polizza), relative a 640 diversi sinistri (32 coperti dalla settima polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 2.194 pratiche di indennizzo/risarcimento (178 coperte dalla settima polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti, da parte delle imprese assicuratrici, per 58,2 milioni di euro, di cui 57,5 milioni per 719 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2023 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa

¹⁵ L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e a utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

12,2 milioni di euro, a fronte di 259 pratiche ancora aperte con provvista di riserva, mentre risultano 1.216 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2023, in corso d'anno sono state aperte 103 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 97 ancora aperte con provvista di riserva a fine anno, mentre sono state chiuse 76 pratiche, di cui 17 con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2023 sono stati pagati importi per circa 2,2 milioni di euro, e il saldo netto delle riserve ha registrato un incremento pari a circa 3 milioni di euro.

Considerando la sola settima polizza, al 31 dicembre 2023 l'esposizione complessiva era pari a 10,7 milioni di euro, di cui circa 2,4 milioni per pagamenti e la restante parte per riserve, e risultava generata per il 50% dalla sezione responsabilità civile, per il 37% dalla sezione infortuni e per il restante 13% dalla sezione incendio.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. Per l'anno 2023 il corrispettivo non ha subito variazioni rispetto al valore degli anni precedenti, pari a 45 c€/anno per punto di riconsegna assicurato; tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

Elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022 è stato adottato il "Regolamento recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica" (di seguito: Regolamento), tenendo conto dei criteri, delle modalità e dei requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione proposti dall'Autorità al Ministro allora competente, con il provvedimento 16 novembre 2017, 762/2017/l/eel, come previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con il decreto del Direttore generale per la competitività e l'efficienza energetica del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (che nel frattempo ne ha assunto le competenze) del 16 gennaio 2023 sono state approvate inoltre le indicazioni operative e le modalità di presentazione delle domande di iscrizione e di gestione dell'Elenco.

Per quanto riguarda gli aspetti di competenza dell'Autorità, nella precedente *Relazione annuale* è stato dato conto delle disposizioni oggetto della delibera 15 novembre 2022, 585/2022/R/eel, finalizzate a consentire il primo popolamento dell'Elenco e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica che sono risultate accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data di entrata in vigore del Regolamento.

Tra i requisiti e gli indicatori di natura finanziaria stabiliti dal Regolamento, all'art. 5, comma 2, è previsto che ciascun venditore assicuri la regolarità dei pagamenti strumentali all'esecuzione fisica dei propri contratti di fornitura; tali pagamenti sono effettuati:

- dallo stesso venditore, quando questi operi direttamente come utente del dispacciamento e del trasporto;

- dagli eventuali soggetti terzi di cui il venditore si serve per la conclusione dei contratti di dispacciamento e di trasporto di energia elettrica (i.e. utenti del dispacciamento o del trasporto).

In considerazione di quanto sopra e al fine di permettere il completo dispiegamento dell'operatività del Regolamento, è stato quindi necessario definire le procedure che possano garantire adeguatamente le comunicazioni ai soggetti interessati e consentire agli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le successive verifiche che si rendessero necessarie ai fini della permanenza dei venditori nell'Elenco. Tali procedure – disposte dall'Autorità con la delibera 25 luglio 2023, 339/2023/R/eel in esito al documento per la consultazione 4 maggio 2023, 186/2023/R/eel – hanno riguardato la comunicazione:

- nei confronti dei venditori, degli utenti di cui eventualmente questi si servono e del Ministero, in merito alle irregolarità dei requisiti e degli indicatori di natura finanziaria, qualora riscontrate dalle imprese distributrici o da Terna;
- nei confronti del Ministero, qualora un venditore non sia stato parte dei contratti di fornitura di energia elettrica nell'ultimo anno, come riscontrato da parte del Gestore del SII.

Più in particolare, per quanto riguarda le procedure in merito alle irregolarità degli indicatori di natura finanziaria, l'Autorità ha disposto le modalità e le tempistiche con cui:

- le imprese distributrici sono tenute a trasmettere al SII l'elenco degli utenti del trasporto, per i quali si siano verificati, ai sensi del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (CTTE), due o più ritardi di pagamento, in relazione alle fatture di ciclo e rettifica con scadenza di pagamento nel semestre precedente;
- Terna è tenuta a trasmettere al SII l'elenco degli utenti del dispacciamento, per i quali risulta che, dagli esiti delle verifiche mensili dell'indice I_0 ai sensi del Regolamento del sistema delle garanzie (allegato A.61), calcolato con riferimento alle fatture scadute nei sei mesi precedenti, questo sia pari a 1;
- il Gestore del SII segnala nell'ambito del SII ai soggetti interessati e via PEC nei confronti del Ministero nel caso ricorrano le condizioni di non regolarità previste dal Regolamento (verificando, tra l'altro, se il venditore si serva ancora dell'utente cui sono stati riscontrate le irregolarità di cui sopra) ai sensi dell'art. 5, commi 3 e 4 del Regolamento, per ciascun periodo di riferimento (semestre o anno nel caso di verifiche effettuate annualmente dalle imprese distributrici aventi meno di 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti). Ciò anche verificando se lo stesso accadimento si sia verificato anche nel precedente periodo di riferimento e, nel caso, segnalando che sono maturate le cause di esclusione dall'Elenco, ai fini dell'avvio del procedimento da parte del Ministero.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, ed è successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND, di seguito disciplina a regime del sistema indennitario), approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia

alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, pari – al massimo – alla stima della spesa di quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR} . Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la suddetta disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, è entrata in vigore a partire dal 1° dicembre 2018 con riferimento al settore elettrico e a partire dal 1° giugno 2019 con riferimento al settore del gas naturale.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 a dicembre 2023 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso oltre 2 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 830,5 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 1.014,8 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 a dicembre 2023 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso quasi 497.000 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 168,8 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 195,2 milioni di euro. Nel corso del 2023 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 23,3 milioni di euro nel settore elettrico e 5,2 nel settore del gas.

TAV. 9.7 *Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo*

SETTORE ELETTRICO	LUG. - DIC. 2011 ^(B)	GEN. - DIC. 2012 ^(B)	GEN. - DIC. 2013 ^{(B), (C)}	GEN. 2014 - FEB. 2015 ^(B)	MAR. - DIC. 2015	GEN. - DIC. 2016	GEN. - DIC. 2017	GEN. - DIC. 2018 ^(D)	GEN. - DIC. 2019	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022	GEN. - DIC. 2023
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%	46,7%	43,6%	42,3%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%	32,4%	34,0%

SETTORE DEL GAS	GIU. - DIC. 2019 ^(E)	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022	GEN. - DIC. 2023
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%	39,1%	39,6%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%	31,2%	33,0%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri 0 trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

(D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del Sistema Indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera 406/2018/R/com.

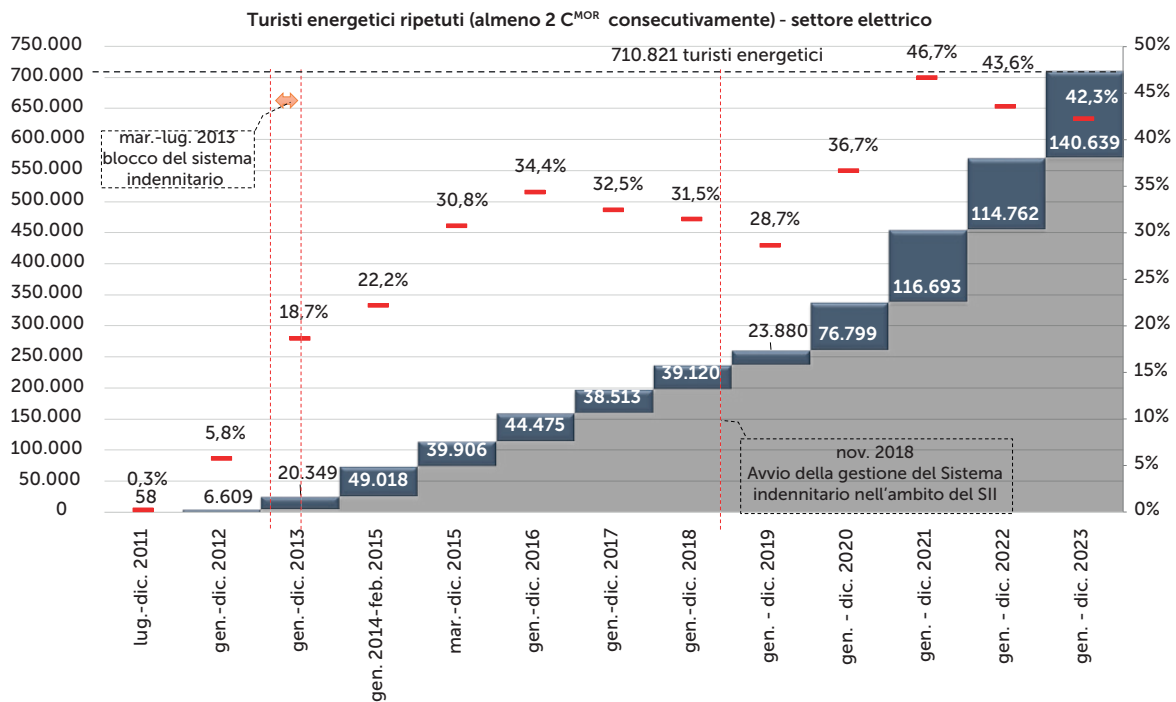
(E) Il Sistema Indennitario entra in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: Elaborazione dell'Autorità su dati provenienti dal Sistema Informativo Integrato.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 7 e i 19 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in operatività del sistema indennitario in ciascun settore gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo dell'82% nel settore elettrico e dell'86% nel settore del gas.

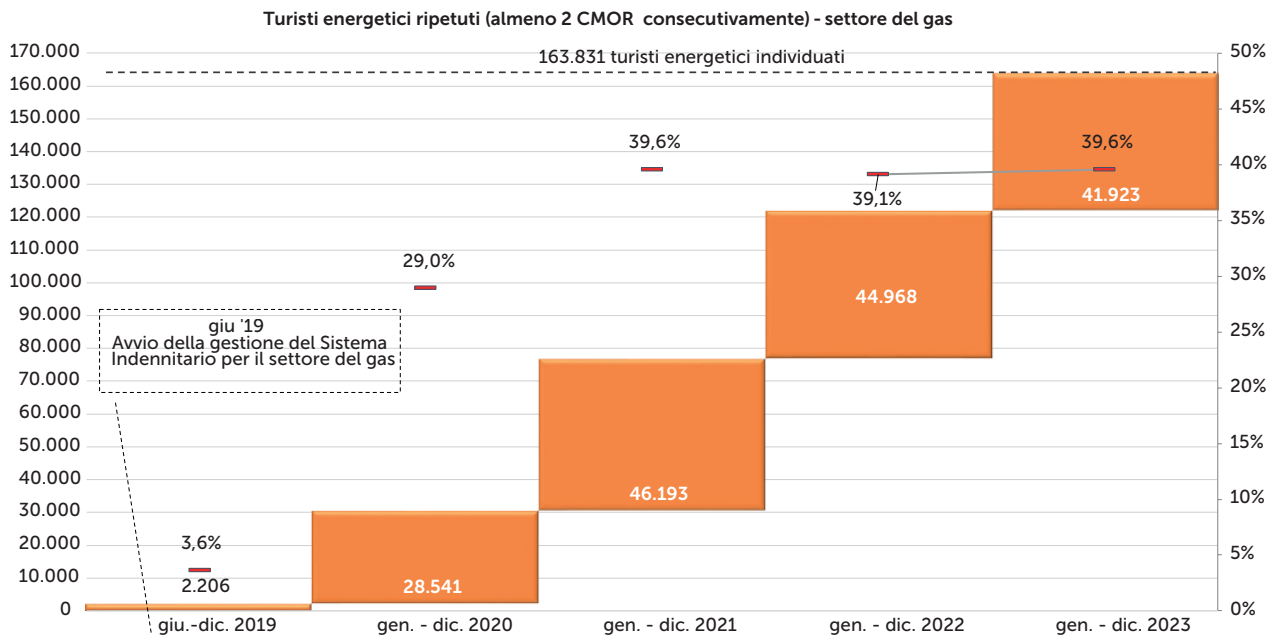
Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nelle figure seguenti.

FIG. 9.4 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.5 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2021, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 46,7%, dei nuovi indennizzi

riconosciuti nello stesso periodo; il valore più alto dall'entrata in operatività del sistema indennitario. Nel settore del gas, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2021, è pari al 36,9%.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema e a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 109/2017/R/eel, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel, ha introdotto un apposito meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema (OGdS, da qui in poi) non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici. In particolare, il meccanismo prevede, tra gli altri, che l'utente del trasporto, nel caso il suo contratto fosse stato risolto per inadempimento, abbia diritto al riconoscimento solo degli importi eccedenti agli ammontari non versati alle imprese distributrici; la finalità che l'Autorità ha inteso perseguire è infatti quella di compensare il venditore dei soli OGdS non riscossi presso i clienti finali ma che siano stati effettivamente anticipati all'impresa distributtrice.

Nell'ambito della sessione dell'anno 2022 di partecipazione e liquidazione sono emersi casi di controparti commerciali che hanno richiesto, per il tramite del relativo utente del trasporto, il riconoscimento di OGdS ascrivibili al meccanismo ma che, nel momento in cui operavano in qualità di utente del trasporto, hanno avuto il relativo contratto risolto per inadempimento; per coerenza con la finalità di compensazione dei soli importi non riscossi dai clienti ma anticipati alle imprese distributrici, l'Autorità ha quindi chiarito, con il comunicato agli operatori 15 marzo 2023, pubblicato sul proprio sito *internet*, che anche in questo caso le controparti commerciali hanno diritto al solo saldo di quanto non riscosso e quanto anticipato prevedendo altresì che la CSEA compia le opportune verifiche al fine di assicurare la corretta liquidazione degli ammontari effettivamente dovuti al venditore in tali casi.

Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas

Con la delibera 465/2017/R/gas l'Autorità aveva avviato un procedimento volto ad aggiornare la disciplina che regola le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

Nel corso del 2023, con la delibera 6 giugno 2023, 249/2023/R/gas, l'Autorità, in ottemperanza all'obiettivo strategico 25, linea di intervento C, del proprio Quadro Strategico 2022-2025, ha aggiornato tale procedimento attribuendo carattere di priorità alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione, alla definizione della disciplina delle modalità di fatturazione e delle garanzie ammesse, nonché del loro dimensionamento e della relativa gestione degli inadempimenti. Nell'ambito di tale procedimento, con

il documento per la consultazione 25 luglio 2023, 341/2023/R/gas, l'Autorità ha quindi presentato i propri primi orientamenti in tema di revisione della disciplina delle garanzie e dei pagamenti nell'ambito del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (CRDG). In particolare, il documento per la consultazione tratta gli orientamenti relativi all'introduzione di una procedura standardizzata per la gestione delle garanzie, all'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili, alla quantificazione della garanzia finanziaria, all'adeguamento tempestivo della garanzia a seguito di un aumento rilevante dei punti serviti, alle fideiussioni assicurative e alla modifica della data di scadenza delle fatture. Nel corso del 2024 sono previsti ulteriori interventi di cui si darà conto nella prossima *Relazione Annuale*.

Al contempo, con la determinazione del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità 22 dicembre 2023, DSME/4/2023, sono stati definiti gli interventi in merito alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione. Nello specifico sono state approvate le istruzioni operative che definiscono la struttura dei documenti regolatori contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e il contenuto funzionale e di dettaglio di ogni singola tipologia di documento nonché un documento contenente i dettagli tecnici per la definizione dei tracciati xml di ciascuna fattura e i vincoli previsti, da applicarsi. L'Autorità ha infine disposto una fase di test, verifiche e collaudi dei nuovi standard prevedendo che le imprese di distribuzione e gli utenti della distribuzione completino tutti gli adempimenti funzionali all'adozione dei nuovi standard in modo che l'entrata in esercizio degli stessi sia efficace a decorrere dalla trasmissione al Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle entrate dei collegati documenti di fatturazione a partire dal 1° ottobre 2024.

Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas

Nel corso del 2022 sono intervenute molteplici disposizioni normative che hanno introdotto la possibilità per le imprese di usufruire di un credito d'imposta, al verificarsi di determinate condizioni, in considerazione del livello della spesa energetica; tali misure sono state riproposte anche nel corso del 2023 prevedendo nello specifico quanto segue:

- la legge n. 303 del 29 dicembre 2022 (legge di bilancio 2023) ha introdotto disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel primo trimestre 2023 per parte della fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del quarto trimestre 2022 pagata dall'impresa abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del quarto trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;
- il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34 (DL Aiuti-*quinquies*), ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel secondo trimestre 2023 relativamente alla fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica

di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del primo trimestre 2023 pagata dall'impresa abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del primo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese.

Inoltre, come già disposto dal DL Aiuti, dal DL Aiuti-*bis*, dal DL Aiuti-*ter* e dal DL Aiuti-*quater* (per cui si vedano le precedenti *Relazioni Annuali*), la legge di bilancio 2023 e il DL Aiuti-*quinquies* hanno disposto che l'Autorità, entro dieci giorni dalla data di entrata in vigore delle relative leggi di conversione, definisse il contenuto della comunicazione riportante il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta per i periodi previsti dalle disposizioni normative che il venditore debba inviare su richiesta del cliente finale. Inoltre, le medesime norme di legge hanno disposto che l'Autorità definisse le sanzioni in caso di mancata ottemperanza alla comunicazione da parte del venditore.

Con le delibere 28 febbraio 2023, 76/2023/R/com, e 13 giugno 2023, 259/2023/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni previste il cui obbligo è stato posto in capo ai venditori in tema di credito d'imposta definendo:

- gli elementi minimi della comunicazione che il venditore di energia elettrica e il venditore di gas naturale sono tenuti a inviare al cliente richiedente in tema di credito d'imposta;
- che le comunicazioni tra venditori e imprese avvengano per il tramite di posta elettronica certificata ovvero con altra modalità con caratteristica di tracciabilità individuate dal venditore;
- le sanzioni applicabili nei casi di inottemperanza agli obblighi di comunicazione e in particolare il limite edit-tale massimo delle sanzioni nel 2% del fatturato realizzato dal venditore nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio o, in mancanza, dell'ultimo fatturato disponibile, nonché la possibilità di svolgere visite ispettive al fine di verificare il livello di inottemperanza.

Identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas

In attuazione del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142 (decreto Aiuti-*bis*), nonché del decreto legislativo 8 novembre 2022, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, con la delibera 102/2023/R/gas e 383/2023/eel, l'Autorità ha definito le disposizioni per l'identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nel rispetto della normativa privacy.

Tale identificazione, in considerazione del superamento del servizio di tutela del gas naturale e del servizio di maggior tutela nel settore elettrico per la generalità dei clienti domestici, è funzionale all'applicazione delle condizioni economiche di cui al servizio di tutela della vulnerabilità nel settore gas e al trasferimento dei clienti al servizio di ultima a cui hanno diritto, con riferimento al settore elettrico.

Nel settore del gas naturale, la delibera 102/2023/R/gas ha previsto:

- con riferimento ai clienti domestici già presenti nel mercato del gas naturale, che il Sistema Informativo Integrato (SII), a decorrere dal mese di luglio 2023, identificasse come vulnerabili i clienti con bonus sociale o con età superiore a 75 anni e ne desse informazione alle rispettive controparti commerciali per i seguiti di competenza e per dare la possibilità ai clienti in possesso degli ulteriori requisiti per essere identificati come vulnerabili, di dichiararsi mediante un'autocertificazione;
- con riferimento all'identificazione dei nuovi clienti in fase pre-contrattuale, a decorrere da gennaio 2024, l'obbligo per le controparti commerciali di informare il cliente in merito alla possibilità di dichiararsi come cliente vulnerabile, anche mediante un'apposita modulistica predisposta.

Nel settore elettrico, la delibera 383/2023/eel ha previsto:

- con riferimento ai clienti domestici già presenti nel mercato dell'energia elettrica, che il SII, a decorrere dal mese di settembre 2023, identificasse come vulnerabili i clienti con bonus sociale per disagio economico o fisico, titolari di un punto di prelievo non disalimentabile o con età superiore a 75 anni e ne desse informazione alle rispettive controparti commerciali per i seguiti di competenza e per dare la possibilità ai clienti in possesso degli ulteriori requisiti per essere identificati come vulnerabili, di dichiararsi mediante un'autocertificazione;
- con riferimento all'identificazione dei nuovi clienti in fase pre-contrattuale, a decorrere da luglio 2024, l'obbligo per gli esercenti il servizio di maggior tutela di verificare la sussistenza dei requisiti di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 210/2021 e per gli esercenti il servizio a tutele graduali (STG) di informare i clienti che in presenza di uno o più dei requisiti per la vulnerabilità, certificabili dal cliente mediante apposita modulistica, il servizio di ultima istanza a cui si ha diritto è il servizio di tutela della vulnerabilità;
- con riferimento ai casi di attivazione del servizio di ultima istanza da parte del SII, che gli esercenti il STG informino i clienti della necessità di identificarsi come vulnerabili, in quanto soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 104/1992, ai fini dell'attivazione del corretto servizio di ultima istanza per essi previsto.

Procedura di *switching* in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell'energia elettrica

Con la delibera 31 gennaio 2023, 29/2023/R/eel, al fine di permettere ai clienti del servizio di salvaguardia che trovano un fornitore nel mercato libero di ridurre al minimo necessario l'applicazione delle condizioni economiche del servizio, condizioni che trasferiscono sul cliente finale i livelli dei parametri Ω (risultati notevolmente maggiori rispetto a quelli applicati ai clienti finali in salvaguardia fino al 31 dicembre 2022, in esito alle procedure concorsuali per l'individuazione dei soggetti esercenti il servizio per il biennio 2023-2024), l'Autorità ha disposto un intervento urgente che estendesse a tutti i clienti finali serviti in salvaguardia che hanno sottoscritto un contratto di mercato libero la c.d. procedura di *switching veloce* che consente la decorrenza tempestiva del nuovo contratto a condizioni di libero mercato, a partire da qualsiasi giorno del mese.

Sistema informativo integrato (SII)

Allineamento dei dati anagrafici dei clienti domestici propedeutico al trasferimento agli esercenti il servizio di tutele gradualità

Nell'ambito delle attività finalizzate a consentire una gestione ottimale di un passaggio importante per l'apertura della concorrenza, ma anche delicato per la numerosità dei consumatori finali coinvolti, quale l'avvio del servizio a tutele gradualità (STG) per i clienti domestici non vulnerabili del settore elettrico, l'Autorità ha approvato la delibera 5 dicembre 2023, 576/2023/R/eel, a seguito del documento per la consultazione 461/2023/R/eel, in cui sono stati delineati gli orientamenti in merito ad una fase di verifica massiva preventiva dei dati presenti nel Registro Centrale Ufficiale (RCU), da parte degli esercenti la maggior tutela, e ad una modalità di gestione dei disallineamenti che contempli anche un meccanismo di indennizzi automatici a carico degli esercenti la maggior tutela e a beneficio dei nuovi esercenti il STG, a seguito del trasferimento dei clienti finali.

In particolare, la delibera 576/2023/R/eel ha previsto che:

- per agevolare la fase di verifica da parte degli esercenti la maggior tutela, il Gestore del SII, adottando le necessarie misure di sicurezza, metta a disposizione di ciascun esercente una fotografia dei punti di prelievo nella titolarità dei medesimi, che contenga i dati necessari alla fatturazione e al contatto dei clienti;
- in esito alla fase di verifica ed eventuale allineamento dei dati presenti in RCU, l'esercente la maggior tutela possa produrre e mettere a disposizione dell'esercente subentrante un file denominato "*file di controllo*", che dia evidenza delle attività di verifica ed eventuale allineamento svolte dall'esercente la maggior tutela per ciascun punto di prelievo nella propria titolarità;
- con riferimento ai punti di prelievo per i quali non siano messe a disposizione le informazioni di cui al *file di controllo*, la messa a disposizione dell'esercente subentrante di una procedura di segnalazione relativa alla gestione dei disallineamenti, che contempli anche un sistema di indennizzi a carico degli esercenti la maggior tutela uscenti.

Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche

Nel corso del 2023 ha trovato ulteriore attuazione il percorso di graduale implementazione e centralizzazione nell'ambito del SII dei processi commerciali e delle prestazioni attinenti ad attività più tecniche, funzionali alla gestione delle forniture di energia elettrica. In particolare, ha trovato attuazione la gestione centralizzata nell'ambito del SII delle richieste di sospensione della fornitura per morosità e di successiva riattivazione, di cui alla delibera 638/2022/R/eel, a decorrere dal 1° dicembre 2023.

Al contempo, anche attraverso incontri del gruppo di lavoro dedicato alla standardizzazione dei flussi informativi tra operatori con la partecipazione delle maggiori associazioni del settore elettrico, sono stati effettuati ulteriori

approfondimenti in relazione alla centralizzazione nell'ambito del SII della gestione delle prestazioni di attivazione di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato e di disattivazione.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario in acconto

Nell'ambito del meccanismo dei TEE, è assegnata all'Autorità la competenza della determinazione del contributo tariffario da riconoscere per ciascun anno ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico, secondo le regole attualmente definite con la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

Per effetto delle modifiche successivamente intervenute, da ultimo con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021, la disciplina dei TEE stabilita dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017 attualmente prevede, tra l'altro, che *"ferma restando la scadenza dell'anno d'obbligo, fissata al 31 maggio dell'anno successivo, ai fini dell'adempimento degli obblighi"*, i distributori possano trasmettere i TEE posseduti anche entro il 30 novembre di ciascun anno, nell'ambito della cosiddetta sessione di acconto.

La regolazione dell'Autorità ha da subito previsto che in tale occasione fosse prevista l'erogazione di un contributo tariffario in acconto, inizialmente pari a 200 €/TEE, per ogni TEE utilizzato dai distributori; il conguaglio relativo a tale quantità avviene al termine dell'anno d'obbligo, contestualmente all'erogazione del contributo finale, alla conclusione delle verifiche da parte del GSE.

Nel periodo in esame, è emersa l'opportunità di rivedere tale contributo tariffario in acconto, al fine di evitare che quote rilevanti dei costi sostenuti per ottemperare agli obiettivi entro il mese di novembre venissero ristorate solo con l'erogazione del saldo finale del contributo tariffario alla conclusione dell'anno d'obbligo. In esito al documento per la consultazione 3 agosto 2023, 382/2023/R/efr, quindi, con la delibera 10 ottobre 2023, 454/2023/R/efr, l'Autorità ha quindi adeguato il contributo tariffario unitario in acconto, prevedendo due diversi valori:

- un valore pari al contributo unitario complessivamente erogato nell'anno d'obbligo precedente, da applicare al massimo a una quantità di TEE pari al 50% dell'obiettivo del solo anno corrente,
- un valore pari a 240 €/TEE, per la restante quantità, comprendente anche le eventuali porzioni degli obiettivi degli anni precedenti non ancora ottemperate ai sensi della normativa.

Tale modifica, a valere per la prima volta con riferimento alla sessione di acconto dell'anno d'obbligo 2023, consente un ristoro significativo delle spese sostenute dalle imprese per l'ottenimento dei TEE limitandone l'esposizione finanziaria e stimola altresì le stesse imprese ad anticipare gli obiettivi nella prima metà dell'anno d'obbligo, contribuendo a un mercato dei TEE maggiormente omogeneo, continuando al contempo a minimizzare il rischio teorico di conguagli negativi alla fine dell'anno d'obbligo.

Determinazione del contributo tariffario

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 di cui sopra sono stati definiti, tra l'altro, nuovi obiettivi di risparmio energetico da conseguire da parte dei distributori soggetti agli obblighi sino all'anno d'obbligo 2024.

Con la delibera 25 luglio 2023, 340/2023/R/efr, sono stati definiti i valori del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2022, secondo le regole definite con la citata delibera 270/2020/R/efr. In particolare, in considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e tramite accordi bilaterali nel periodo intercorrente tra l'inizio e il termine di tale anno d'obbligo (1° giugno 2022-31 maggio 2023), delle quantità di TEE complessivamente nella disponibilità degli operatori alla medesima data del 31 maggio 2023 e dell'obiettivo specifico aggiornato, sono stati determinati:

- il valore del contributo tariffario unitario, pari a 250,00 €/TEE;
- il valore del corrispettivo addizionale unitario, pari a 0,68 €/TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è, in particolare, correlato alla effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi ovvero alla differenza tra:

- l'obiettivo specifico aggiornato per l'anno d'obbligo 2022, pari a 2.966.502 TEE;
- la somma della quantità di TEE complessivamente presente sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla data del termine dell'anno d'obbligo 2022, pari a 2.111.714 TEE, e dei TEE annullati nella sessione di acconto del novembre 2022, pari a 538.773 TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è risultato sensibilmente inferiore rispetto al corrispettivo addizionale unitario definito per l'anno d'obbligo precedente, in particolare per effetto della minore differenza tra obiettivo annuale da ottemperare ed effettiva disponibilità dei TEE; è peraltro risultato erogabile ai sensi delle Regole per la determinazione del contributo tariffario dal momento che la media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2021 è risultata maggiore del valore di 250,00 €/TEE.

Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico

Nel periodo in esame nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, è stato necessario provvedere all'individuazione dei distributori di energia elettrica o gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2023 e alla ripartizione tra essi degli obiettivi definiti dal decreto Ministero della transizione ecologica 21 maggio 2021.

Sono state mantenute le modalità facilitate di raccolta dei dati già adottate negli anni precedenti che permettono di ridurre gli oneri in capo ai soggetti regolati dal momento che, anziché procedere con una raccolta dati *ad hoc*, la determinazione avviene sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi

della legge istitutiva. Tali dati sono stati condivisi con gli operatori mediante il Comunicato agli operatori pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità in data 11 ottobre 2023 e, come usuale, è stato previsto che gli operatori potessero far pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e ivi riportati. In esito a tale comunicato e decorso il tempo ivi previsto, con la determina del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia 3/2023, sono stati quindi determinati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e i corrispondenti valori quantitativi.

Monitoraggio *retail*

Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori, con riferimento al mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Per l'anno 2022, il Rapporto 25 luglio 2023, 342/2023/II com (Rapporto 2022), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo ove possibile l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, ovvero il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2022 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunti tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto 2022 è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2022 nei precedenti Rapporti, dati e analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, sono pubblicati sulla pagina web del Monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono stati trasmessi dal Gestore del SII, che, tramite l'Ufficio del monitoraggio *retail*, ha supportato l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi a un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2022 in primo luogo confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è in aumento ma ancora compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta e in aumento rispetto all'anno precedente. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti MT altri usi, non richieda interventi regolatori specifici.

Per i clienti BT altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto con riferimento all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a un non ancora sufficiente livello di capacitazione del cliente "medio" di tali tipologie nell'agire convenientemente nel mercato.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi introduttivi del presente Capitolo. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Infine, ricordiamo che il sistema di monitoraggio *retail* continua a evolversi in modo da sfruttare le potenzialità del SII in maniera sempre più ampia e completa, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A, finalizzato a:

- ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, anche in ragione degli importanti cambiamenti che si stanno attuando nei mercati *retail* dell'energia e del gas naturale;
- incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili;
- definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati, nell'ambito delle quali rientra lo sviluppo e l'accrescimento della pagina web del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail*; su tale pagina sono pubblicati grafici e infografiche in formato *open data*, aggiornati anche a date più recenti e con un dettaglio differente da quanto contenuto nei Rapporti annuali. I grafici e le infografiche del monitoraggio *retail*, infatti, sono aggiornati nel corso dell'anno, man mano che i dati si rendono disponibili;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- coerentemente, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare il potenziale informativo del SII, riducendo gli oneri informativi per gli operatori, anche circa dati e informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail*, al fine di ridurre le asimmetrie informative tra operatori, rendere più efficaci la collaborazione con le altre Istituzioni del Paese ed europee e favorire la ricerca anche accademica, l'Autorità ha reso disponibile uno strumento di consultazione dei consumi medi di energia elettrica dei clienti domestici rilevati mensilmente.

Lo strumento è consultabile alle pagine web:

- Analisi dei consumi dei clienti domestici, per il settore elettrico;
- Analisi dei consumi dei clienti domestici, per il settore del gas naturale.

Sono ivi disponibili dati mensili, per gli anni solari a partire dal 2021, per il settore elettrico, e per gli Anni Termici a partire dal 2021-2022, per il settore del gas su:

- il prelievo medio mensile, in kWh di energia elettrica o in Smc di gas naturale, rilevato per tutti i clienti domestici;
- per il settore elettrico, la ripartizione del consumo per fasce, in %, con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce, e il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per i clienti domestici trattati orari e la distinzione per classe di potenza e l'eventuale residenza del cliente finale.
- per il settore del gas naturale, la ripartizione per zona climatica e la distinzione e classe di consumo.

I dati possono essere interrogati selezionando la regione, la provincia e il mercato. Le elaborazioni sono condotte da ARERA sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese distributrici tramite il SII. Lo strumento sarà ampliato al fine di rendere disponibili in consultazione i consumi dei clienti non domestici del settore elettrico.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020, recante "Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas" (di seguito: decreto ministeriale 31 dicembre 2020), l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico, e di seguito: MASE) e alle Commissioni parlamentari competenti un Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione dei risultati delle periodiche indagini demoscopiche, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale, finalizzate a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, con l'analisi delle offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché approfondimenti effettuati sui clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno;
- trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;
- valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Ai sensi del medesimo decreto, il Rapporto di monitoraggio deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal SII ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MASE) ed è trasmesso al MASE e alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 27 luglio 2021, 1° febbraio 2022 e 31 gennaio 2023, l'Autorità ha inviato i rapporti di monitoraggio al MASE, rispettivamente Rapporto 327/2021/I/com, 37/2022/I/com, 30/2023/I/com, e 343/2023/I/com e 59/2024/I/com. Le analisi ivi contenute si concentrano sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico, domestici e altri usi connessi in bassa tensione, e al servizio di tutela nel settore del gas naturale, domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m³)/anno.

Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e gas

I servizi di contatto delle imprese di vendita di energia elettrica e gas, principalmente garantiti tramite i *call center*, sono i servizi attraverso i quali i clienti possono mettersi in contatto con i fornitori di energia per richiedere informazioni, assistenza, gestire i contratti e i pagamenti, segnalare problemi o sporgere reclami. Rappresentano un pilastro fondamentale per fornire assistenza tempestiva ai clienti che necessitano di contattare il proprio venditore. Questi servizi possono includere l'assistenza online tramite chat o e-mail, punti di vendita fisici, *app*, *mobile* o *social media*. Le disposizioni regolatorie in vigore nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale¹⁶ (di seguito: TIQV) disciplinano la qualità dei servizi telefonici, permettendo di monitorare la qualità del servizio per assicurare una tutela di base ai clienti finali, ma lasciando, al contempo, libere le aziende di offrire servizi complementari per l'assistenza della clientela. Ai venditori è concessa ampia discrezionalità sulle scelte organizzative del servizio di *call center*, in modo che ciascun operatore possa modularlo in funzione delle esigenze della propria clientela, nel rispetto degli obblighi minimi e degli standard generali per i servizi telefonici validi per tutti i venditori.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi è prevista una disciplina semplificata (art. 2, comma 2.4, del TIQV), considerato che in questi casi il cliente, di norma, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

L'Autorità verifica annualmente lo stato della qualità dei servizi telefonici sulla base dei dati trasmessi annualmente dai venditori di maggiori dimensioni, ai sensi degli artt. 30 e 32 del TIQV, riportati nel Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo dedicato alla qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e gas.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici per le aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) si avvale anche di un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti elettrici e gas che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico.

L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti che hanno chiamato i *call center* un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata e una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai principali fattori di qualità del servizio, che aiutano le aziende a migliorare il servizio telefonico.

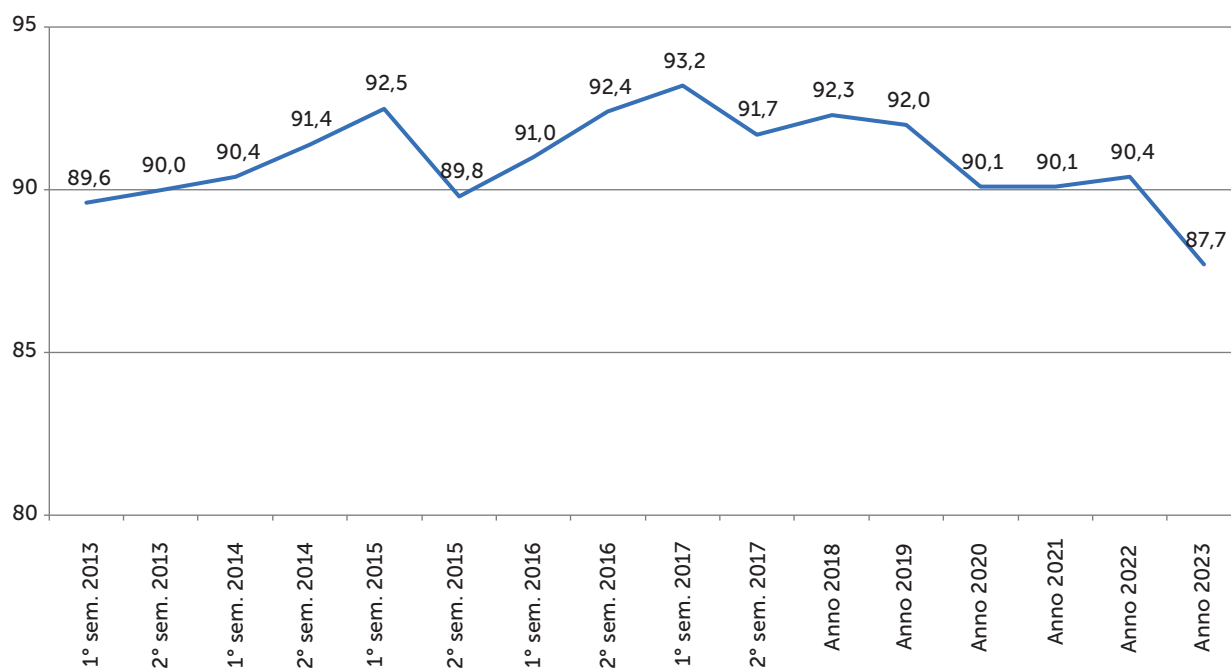
¹⁶ Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

L'indagine relativa all'anno 2023 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti dell'Autorità 7 novembre 2023, n. 7) ha coinvolto 35 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti e che ricevono, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che rappresentano 49,5 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari al 93,22% dei clienti complessivi, rispetto ad un totale di 51 aziende, che trasmettono i dati TIQV, per 53,1 milioni di clienti elettrici e gas.

Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 17.711 interviste telefoniche.

L'indice di soddisfazione complessivo (ICS) (Fig. 9.6), risultato dell'indagine effettuata tra dicembre e gennaio 2024, è in peggioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 87,7 (-2,7). Il livello dell'ICS, che si attesta su valori tra i più bassi registrati tra gli ultimi anni, è dovuto principalmente ad una maggior insoddisfazione espressa dai clienti rispetto alla capacità di risolvere il problema (12,21%), che si riscontra soprattutto tra coloro che hanno dovuto chiamare più volte per la stessa questione e che hanno ricevuto risposte poco chiare (8,8%) o, nel caso di più chiamate, risposte non coerenti tra loro. Infine, maggior rilevanza assume il tempo di attesa per trovare la linea libera, che ha registrato (7,8%) maggior insoddisfazione nel giudizio da parte dei clienti rispetto al passato. In particolare, l'ICS di coloro che hanno chiamato per un reclamo è pari a 68, mentre risulta 91,3 per coloro che hanno chiamato per richiedere un'informazione, 88,5 per coloro che hanno chiamato per assistenza in merito ad una pratica, e 80 per coloro che hanno chiamato per la risoluzione di un problema. L'ICS risente anche dell'insoddisfazione dichiarata da coloro che hanno dovuto richiamare per riuscire a parlare con un operatore: 81,5, a fronte di 90 per coloro che sono riusciti a parlare con l'operatore al primo tentativo.

FIG. 9.6 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2013-2023)*



Fonte: ARERA, Indagine sulla qualità dei call center.

L'indagine fornisce una serie di informazioni sui motivi delle chiamate ai call center. Dalle interviste effettuate emerge che nel 52,2% dei casi (47,1% nel 2022) si tratta di richieste di informazioni generiche, nel 27,3% (30,2%

nel 2022) di richieste relative ad una specifica pratica, nel 16,6% (18,7% nel 2022) di chiamate volte a risolvere un problema e nel 3,8% dei casi (4% nel 2022) di chiamate relative a un reclamo (0,1% per altro). Il 73,6% degli intervistati (76,5% nel 2022) è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo, mentre il 26,4% (23,5%) è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima.

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti ad un *call center* e hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta in lieve diminuzione (78,6%; 79,4% nel 2022); il 21,4% dei clienti (20,6% nel 2022) ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva. Tra questi, in netto aumento il dato relativo a coloro che hanno dichiarato di aver ottenuto risposte poco o per nulla coerenti (36,6% rispetto al 31,6% nel 2022).

La capacità di risolvere il problema (30%), il tempo di attesa per trovare la linea libera (26,5%) e la chiarezza delle risposte fornite (16,3%) risultano essere i fattori che, a giudizio dei clienti, rivestono un'importanza maggiore per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* (Tav. 9.8).

TAV. 9.8 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2023)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO 2023	INSODDISFAZIONE %
Capacità di risolvere rapidamente il problema	30	12,21
Tempo per trovare la linea libera	26,5	7,8
Chiarezza delle risposte	16,3	8,8
Cortesia dell'operatore	12,2	3,1
Semplicità del sistema di risposte automatiche	10	7,3
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	5	7

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

La capacità di risolvere il problema (12,21%), il tempo di attesa per trovare la linea libera (7,8%) e la chiarezza delle risposte (8,8%) sono i fattori che più pesano in termini di insoddisfazione. In particolare, i giudizi di insoddisfazione sul tempo di attesa hanno determinato il peggioramento dell'indice, avendo questo fattore totalizzato un peso doppio rispetto all'anno precedente. Questi profili sono comunque quelli sui quali i venditori devono porre maggiore attenzione per venire incontro alle esigenze dei clienti e accrescere il grado di gradimento per il prossimo futuro.

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede che i venditori comunichino all'Autorità anche le informazioni facoltative utili a rappresentare la varietà degli strumenti di contatto, ulteriori rispetto al contatto telefonico, messi a disposizione dei clienti, per ottenere informazioni o gestire pratiche, anche in orari e giorni in cui gli operatori dei servizi telefonici non sono disponibili.

Per l'anno 2023, su un totale di 51 aziende che hanno trasmesso i dati all'Autorità ai sensi dell'articolo 30 del TIQV:

- 30 operatori hanno dichiarato di mettere a disposizione dei clienti, oltre a un *call center*, anche sportelli territoriali o negozi dove i clienti possono recarsi fisicamente per ottenere informazioni e assistenza sulle forniture energetiche e i servizi aggiuntivi;

- 28 aziende hanno attivi canali informativi accessibili sul web attraverso i quali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti;
- 26 aziende hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per smartphone (*app*, servizi *social*, ecc.);
- 16 aziende hanno arricchito la gamma dei canali di contatto con assistenti virtuali e consulenti digitali, garantendo la possibilità di contattare il fornitore attraverso sistemi di messaggistica istantanea per dispositivi mobili multiplatforma.

Analizzando ulteriormente il risultato dell'indagine di soddisfazione, e in particolare le aspettative rispetto alle modalità di erogazione del servizio di *call center*, è stato chiesto ad una quota dei rispondenti (circa il 17,1%, pari a 2.925 clienti) di esprimere una preferenza sullo sviluppo da parte delle aziende dei canali di contratto telefonici o servizi digitali oppure di sportelli sul territorio. Il 53,2% ha indicato la propria preferenza per lo sviluppo dei canali indiretti, e in particolare il 35,7% dei rispondenti preferisce gli sportelli sul territorio, mentre l'11% non ha espresso preferenza per un canale specifico. Infine, il 79,1% dei rispondenti ha dichiarato che ha utilizzato il *call center* perché è il canale più comodo, mentre il 20,9% avrebbe preferito recarsi ad uno sportello ma non aveva alternative.

Complessivamente, l'indagine sui servizi telefonici erogati ai clienti, effettuata nell'anno 2023, ha permesso di verificare che tali servizi continuano a rappresentare un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e gas; anche se la *performance* registrata dalle aziende coinvolte dall'indagine si è ridotta rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti, risulta comunque di livello qualitativo elevato. I risultati forniti dall'indagine devono rappresentare uno stimolo per le aziende al miglioramento dei fattori ritenuti più rilevanti dai clienti in base alle preferenze raccolte presso gli stessi e al giudizio sul livello di soddisfazione rispetto all'utilizzo effettivo di tale servizio.



CAPITOLO

10



**TUTELA
DEI CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE


Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali

Nel 2023 si conferma la tendenza, già registrata nel 2022, di crescita dei volumi di richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) per l’attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti finali dei settori regolati. Come evidenziato nella successiva tavola 10.1, si assiste, infatti, a un incremento delle chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, che si attestano, per tutti i settori, a oltre 1.500.000 (+ 23% rispetto al 2022) nonché all’aumento pressoché generalizzato delle richieste scritte volte ad attivare gli strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche – come le procedure speciali risolutive nei settori energetici (+ 40% rispetto al 2022) – o di risoluzione delle controversie di tipo conciliativo (le domande al Servizio conciliazione sono aumentate di oltre 8.300 unità da un anno all’altro).






Per dare un ordine di grandezza relativamente ai volumi di controversie oggetto di procedure conciliative nel 2023, considerando che le stesse sono di norma attivabili a seguito di mancata soluzione delle problematiche mediante reclamo all’ercente, con riferimento alle procedure monitorate dall’Autorità, si registrano poco meno di 28.000 domande di conciliazione rivolte da clienti finali domestici e non domestici ai venditori dei settori energetici (circa 26.000 afferenti al Servizio conciliazione dell’Autorità; le altre relative agli Organismi ADR iscritti nell’Elenco ADR tenuto dall’Autorità ai sensi del titolo II-*bis*, parte V, del Codice del consumo). Con riferimento al medesimo periodo, si registrano oltre 520.000 reclami trasmessi dai clienti finali ai predetti venditori e rendicontati da quest’ultimi all’Autorità nell’ambito delle raccolte dati in tema di qualità commerciale della vendita.

In diminuzione, invece, le richieste scritte di informazioni nei settori energetici (-10% rispetto al 2022) e, a seguito degli interventi regolatori volti a estendere il tentativo obbligatorio di conciliazione anche nel settore idrico, di cui in seguito, i reclami di secondo livello per tale settore (-3%).

TAV. 10.1 Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, termocalore e rifiuti (2023)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2023	Δ vs 2022
Informazioni telefoniche e scritte sui settori regolati	Chiamate al <i>call center</i> 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.494.378	+ 24%
			52.431	+ 4%
	Richieste scritte di informazioni (*)		49.930	- 10%
			4.820	+ 111%
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		44.929	+ 7%

(segue)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2023	Δ vs 2022
Risoluzione extragiudiziale delle controversie e strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	28.693	+ 36%
		 (conciliazione obbligatoria dal 30 giugno 2023) (**)	3.984	+ 23%
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		31.638	+ 40%
	Reclami di secondo livello (***)		7.194	- 3%
Gestione transitoria delle comunicazioni degli utenti finali del settore dei rifiuti			230	+ 8%

(*) Include le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. "reclami reindirizzati in conciliazione").

(**) Per i settori idrico e telecalore sono state presentate 1.884 domande dal 1° gennaio 2023 al 29 giugno 2023 in regime di disciplina transitoria (delibere 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr e 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tr) e 2.100 domande dal 30 giugno 2023 al 31 dicembre 2023 a seguito dell'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione (delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com).

(***) Dal 30 giugno 2023 per le sole problematiche in tema di bonus sociale idrico.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Per quanto riguarda l'attività regolatoria del 2023 afferente al c.d. "sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati", giova innanzitutto segnalare che l'Autorità, con la delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com, ha disposto l'applicazione, a regime, del TICO (Testo Integrato Conciliazione), già efficace per i settori energetici, anche ai settori idrico e del telecalore, così completando il percorso graduale avviato, rispettivamente, nel 2018 e nel 2021, per l'estensione a tali settori del suddetto sistema di tutele. In particolare, come sopra accennato, a decorrere dal 30 giugno 2023, l'Autorità ha stabilito, fra l'altro, l'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per gli utenti finali dei settori idrico e del telecalore e l'obbligo partecipativo dinanzi al Servizio conciliazione per tutti gli operatori e i gestori dei medesimi settori. Il reclamo di seconda istanza presso lo Sportello, dal 30 giugno 2023, è utilizzabile dagli utenti finali per la sola gestione delle problematiche afferenti al bonus sociale idrico. Sempre con riferimento al sistema di tutele in argomento, con delibera 28 dicembre 2023, 621/2023/E/rif è stato, invece, avviato un procedimento per la graduale estensione di tale sistema anche al settore dei rifiuti, tenuto conto delle specificità di quest'ultimo, anche sotto il profilo della tipologia di problematiche e controversie degli utenti finali di tale settore, e dell'evoluzione regolatoria, ferma restando la gestione temporanea e il monitoraggio delle comunicazioni degli utenti medesimi già effettuata oggi dallo Sportello ai sensi della delibera 197/2018/R/rif.

Per quanto concerne, invece, l'attività di monitoraggio ed *enforcement* riguardante il corretto adempimento, da parte degli operatori e dei gestori, degli obblighi previsti dai provvedimenti che regolamentano i servizi di cui al sistema di tutele suddetto, con le delibere 28 marzo 2023, 120/2023/E/com e 13 ottobre 2023, 566/2023/E/com, l'Autorità ha intimato, complessivamente, a 12 operatori dei settori energetici e a 3 gestori del settore idrico l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, previa, ove necessario, l'abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o il suo perfezionamento, con riferimento a procedure degli anni 2022 e 2023. Con la delibera 16 maggio 2023, 204/2023/E/com, invece, l'Autorità ha intimato, nel complesso, a 52 operatori e a 32 gestori, l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, trasmesse dallo Sportello, nel 2022, nell'ambito della gestione delle pro-

cedure speciali risolutive per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, rimaste prive di risposta entro i termini previsti dalla regolazione.

Per quanto concerne l'evoluzione digitale dei servizi in argomento, al fine di semplificare ulteriormente l'accesso al Portale Unico dello Sportello, nel corso del 2023 è stato integrato il sistema di autenticazione tramite credenziali CIE (Carta di Identità Elettronica) di livello 2, che non richiede, rispetto alle credenziali di livello 3 (comunque utilizzabili), il dispositivo di lettura CIE, né la disponibilità di uno smartphone dotato di tecnologia NFC (è invece sufficiente l'utilizzo dell'App CielD oppure l'utilizzo di un codice temporaneo – OTP inviato tramite SMS). In aggiunta a quanto appena descritto, è stata, altresì, implementata una funzionalità atta a consentire la possibilità di presentare la domanda al Servizio conciliazione in formato interamente digitalizzato, mediante la sottoscrizione, tramite Portale, anche dell'autodichiarazione, formulata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, inerente alla sussistenza dei requisiti necessari alla presentazione della medesima domanda di conciliazione. A tal fine, la firma elettronica qualificata *one shot* viene rilasciata gratuitamente dal Servizio conciliazione, all'esito di una breve e semplice procedura di identificazione mediante SPID/CIE o di video-riconoscimento e può essere utilizzata anche per la firma dell'eventuale verbale di accordo.

Con riferimento, infine, alle procedure alternative al Servizio conciliazione, previste dal TICO per lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati, nel 2023 sono stati iscritti 2 organismi nell'elenco ADR dell'Autorità e sono stati avviati due procedimenti per la cancellazione di due organismi dall'elenco medesimo, conclusi nel 2024 con la cancellazione di un organismo per tutti i settori oggetto di iscrizione e di un altro organismo per un solo settore. Alla data di elaborazione del presente paragrafo, risultano iscritti 31 organismi (inclusi il Servizio conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica). Gli organismi ADR (escluso il Servizio conciliazione), nel 2023, hanno ricevuto 1.676 domande di conciliazione, per un incremento, rispetto al 2022, del 26%.

Si ricorda, infine, che, ai sensi del TICO, l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati può essere svolto anche dinanzi alle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (45 Camere aderenti alla data di elaborazione del presente paragrafo), fatte salve le procedure di mediazione civile e commerciale, di cui all'art. 5 del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, come modificato dal decreto legislativo 10 ottobre 2022, n. 149, offerte dagli organismi iscritti nell'elenco tenuto dal Ministero della giustizia.

Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Le attività relative ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste scritte di rettifica di fatturazione, alle rettifiche di doppia fatturazione presentate dai clienti alle aziende di vendita di energia sono disciplinate dal Testo Integrato della Regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Le principali prestazioni commerciali sono soggette a standard specifici e generali, che devono essere rispettati sia per i clienti del mercato libero sia per i clienti dei servizi di tutela¹. Nel caso in cui i venditori non rispettino gli

¹ Sono esclusi i clienti del servizio a tutele graduali per piccole imprese, del servizio di salvaguardia, del servizio di ultima istanza e del servizio di *default*.

standard specifici, i clienti hanno diritto a indennizzi automatici, la cui entità cresce al crescere del ritardo con cui viene effettuata la prestazione, qualora la causa del mancato rispetto dipenda dai venditori stessi. Inoltre, i venditori hanno la facoltà di prevedere standard di qualità ulteriori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità.

Nel corso del 2023, alla luce delle modifiche legislative e regolatorie intervenute in materia di *fine tutela*, con la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto alcune modifiche al TIQV. In particolare, il provvedimento ha previsto l'introduzione di una nuova tipologia di fornitura, quella dei clienti finali del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, e ha integrato la definizione della tipologia dei clienti finali del mercato libero per escluderne i predetti clienti domestici non vulnerabili del servizio a tutele graduali.

Inoltre, in considerazione del possibile incremento delle comunicazioni scritte ricevute dagli esercenti il servizio a tutele graduali in relazione ai clienti domestici non vulnerabili, in seguito all'attivazione del servizio stesso, la delibera ha introdotto una deroga a quanto disposto dall'art. 8, comma 5, del TIQV, prevedendo che, in tutti i casi in cui non sia agevole stabilire se la comunicazione del cliente domestico servito in tutele graduali sia un reclamo scritto o una richiesta scritta di informazioni, per i 6 mesi successivi all'attivazione del servizio a tutele graduali, l'impresa possa classificare tale comunicazione come richiesta scritta di informazioni.

La delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel, infine, in coerenza col differimento al 1° luglio 2024 della data di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, ha stabilito che, dalla medesima data, decorra anche l'applicazione del TIQV in relazione ai clienti del servizio stesso.

Al fine di monitorare l'esecuzione delle prestazioni, tutti i venditori di energia elettrica e gas sono tenuti ad adempiere ad obblighi di comunicazione dei dati. Questo consente di verificare le modalità di applicazione del TIQV, il grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità e i tempi medi di effettuazione delle diverse prestazioni. I dati trasmessi dai venditori includono le informazioni sul numero dei casi in cui gli standard non sono stati rispettati per cause imputabili al venditore, a terzi o per cause di forza maggiore e la corretta erogazione degli indennizzi ai clienti.

I dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2023 sono stati trasmessi da 632 operatori, che rappresentano oltre 53,1 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e clienti gas).

593 imprese di vendita rispondenti hanno dichiarato di aver fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di aver complessivamente ricevuto 526.623 reclami in diminuzione del 2,64% rispetto ai 540.882 reclami dell'anno precedente, di cui il 61,84% è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 32,23% a clienti del settore del gas e il 5,93% a clienti *dual fuel*.

Per quanto riguarda i principali argomenti oggetto di reclamo da parte dei clienti, il 42,1% riguarda la fatturazione (in leggero aumento rispetto al 40,4% nel 2022), il 16,53% i contratti (erano il 16,7% nel 2022), il 14,02% il mercato (in leggera riduzione rispetto al 16,1% relativo al 2022), l'8,7% la morosità e la sospensione della fornitura (erano l'8,3% nel 2022). Questi quattro argomenti rappresentano l'81,35% dei reclami complessivamente ricevuti dagli operatori che hanno comunicato i dati.

A seguire, le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura (5,93%, mentre nel 2022 cubavano il 5,5%), la misura (5,39%, in leggera riduzione rispetto al dato del 6,4% relativo al 2022), la qualità commerciale con il 2,42% (nel 2022 era pari al 2,2%), il bonus sociale con l'1,78% (2,1% nel 2022). Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 3,02% (nel 2022 erano il 3,1%), mentre lo 0,02% (nel 2022 erano lo 0,1%) dei reclami riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, etc.).

Le richieste di informazioni scritte sono risultate, nell'anno, 536.870 (in aumento del 5,97% rispetto all'anno precedente). Il 61,36% è attribuibile al settore elettrico, il 29,62% al settore gas e il 9,02% ai clienti *dual fuel*.

Per quanto concerne i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni dei clienti dei settori energetici, il 42,54% ha riguardato la fatturazione (erano il 43,7% nel 2022), il 17,42% i contratti (18,7% nel 2022), l'8,61% il mercato (10,1% nel 2022), il 6,23% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura (5,4% nel 2022). Questi quattro argomenti rappresentano il 74,81% delle richieste di informazione complessivamente ricevute dagli operatori che hanno comunicato i dati.

A seguire, il 4,42% riguarda la morosità e la sospensione della fornitura (erano il 3,6% nel 2022), il 3,69% il bonus sociale (3,3% nel 2022), il 2,35% la qualità commerciale (1,9% nel 2022), l'1,5% la misura (1,4% nel 2022); altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 12,90%, delle richieste (erano l'11,4% nel 2022), mentre lo 0,34% riguarda argomenti che esulano le competenze dei venditori (canone tv ecc.) (erano lo 0,5% nel 2022).

Per quanto riguarda le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione, nel 2023 sono state registrate 18.068 rettifiche di fatturazione, in diminuzione del 29,46% rispetto all'anno precedente, e 1.626 rettifiche di doppia fatturazione, in aumento del 41,76% rispetto al precedente anno. Entrambe le tipologie di richiesta risultano comunque molto contenute rispetto alla totalità delle fatture emesse annualmente nei confronti dei clienti.

Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 78,77% dei reclami, l'80,96% delle rettifiche di fatturazione, il 47,36% delle rettifiche di doppia fatturazione e l'82,65% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero.

Il numero di indennizzi pagati nell'anno ai clienti per le diverse prestazioni ammonta a 65.047, per un importo complessivo di oltre 2,8 milioni di euro. Il ritardo nella risposta ai reclami rappresenta il 97,29% del totale degli indennizzi pagati, mentre il ritardo per le rettifiche di fatturazione e per rettifiche di doppia fatturazione rappresentano, rispettivamente, il 2,34% e lo 0,37% del totale degli indennizzi corrisposti ai clienti.

Per ulteriori elementi di dettaglio sui dati suesposti, si rinvia ai paragrafi *Qualità commerciale del servizio di vendita dell'energia elettrica* e *Qualità commerciale del servizio di vendita del gas* dei Capitoli 2 e 3 del Volume 1.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta, secondo quanto previsto dall'art. 38 del TIQV. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire un giudizio di soddisfazione su come è stato trattato il reclamo o la richiesta di informazione e sui diversi fattori di qualità direttamente dai clienti destinatari di una risposta scritta dal venditore.

Con la determina 28 settembre 2023, 2/2023 – DICU, sono state approvate le istruzioni operative relative alla indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione (art. 38 del TIQV).

Nell'indagine sono state coinvolte 20 imprese, in rappresentanza di circa 45 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'84,9% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 13.520 interviste CATI (interviste telefoniche) e CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 2.000 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda l'indagine reclami, il 57,6% dei clienti intervistati si è dichiarato soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 42,4% è risultato insoddisfatto. Di questi, il 27,1% giudica la risposta scritta ricevuta insoddisfacente e il 15,3% gravemente insoddisfacente.

In particolare, i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare) sono mediamente più soddisfatti (58,5%) rispetto ai titolari del contratto (57,4%) e ai delegati professionisti (57,1%) rappresentati dalle associazioni dei consumatori, avvocati, commercialisti che assistono i clienti.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione superiori alla media (66,9%), mentre percentuali inferiori sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (54,5%).

Se si analizzano i risultati, considerando se il reclamo sia stato risolto o meno, i clienti che hanno trovato risoluzione sono stati soddisfatti della risposta all'82,8%, mentre, fra coloro che non hanno risolto il problema mediante il reclamo, la soddisfazione scende al 23,8%, a fronte dei clienti che hanno risolto parzialmente il problema, che risultano soddisfatti al 56,1%.

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto (era possibile indicare più di una risposta), il 53,7% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 16,7% aveva precedentemente presentato un reclamo, il 5,9% si è rivolto allo sportello o all'ufficio dell'azienda, il 3,6% si è rivolto al suo legale o commercialista di fiducia, il 3,4% si è rivolto a un'associazione dei consumatori e il 2,3% si è rivolto allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. Il 29,7% ha dichiarato che prima di presentare il reclamo non ha tentato di risolvere il problema in un altro modo.

I clienti intervistati, pertanto, hanno deciso di presentare un reclamo scritto generalmente riduci da più contatti e passaggi o da precedenti reclami.

Sui motivi del reclamo (era possibile indicare più di una risposta), il 57,7% degli intervistati ha dichiarato problemi in merito alla fatturazione (il dato è in forte aumento rispetto al 48,8% relativo al 2022); a seguire, il 24,8% ha effettuato un reclamo per problemi legati ai contratti (era il 29,5% nel 2022), il 10,4% alla misura (era il 9,3% nel 2022), il 9,2% ai temi del mercato (era l'11,8% nel 2022), il 7,6% alla morosità o sospensione della fornitura (era il 6,8% nel 2022), il 4,6% alle connessioni e ai lavori (era il 5,1% nel 2022), il 2,5% al bonus sociale (era il 2,8% nel 2022) e una stessa percentuale alla qualità commerciale (era il 6,1% nel 2022).

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a 3 risposte (adeguato, migliore o peggiore rispetto alle proprie aspettative), otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il

giudizio espresso era di insoddisfazione (peggiore), sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di individuare con più precisione il livello di gravità.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono (Tav. 10.2): la chiarezza sui tempi in cui il problema verrà risolto (38,5%), la completezza delle indicazioni sui modi in cui verrà risolto (37,7%) e le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o meno il reclamo (35,9%). A seguire, si riscontra malcontento sulla chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (35,1% degli intervistati), per la precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo presentato (30,6%) e per la precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza per cui ha presentato il reclamo (27,6%). Infine, la documentazione allegata risulta essere motivo di insoddisfazione per il 30,7% degli insoddisfatti e la comprensibilità e la chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta per il 25,3% degli intervistati.

TAV. 10.2 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2023 (valori %)*

FATTORI	PESO 2023	INSODDISFAZIONE %
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	16,5	38,5
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	12,5	37,7
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	11,5	35,9
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	9,9	35,1
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	12,1	30,6
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	12,1	27,6
Documentazione allegata	7,3	30,7
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	18,2	25,3

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2023, per l'intero campione di indagine, è pari a 64,2 su 100; valore che risulta di circa tre punti inferiore rispetto a quello rilevato per il 2022 (67,0).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva più elevato, con un ICS pari a 73,6, ma decisamente inferiore rispetto a quello del 2022 (-12,7).

Sul motivo della richiesta di informazioni si riscontra una forte analogia con l'indagine reclami: infatti, il 45,5% dichiara di aver fatto richiesta in merito alla fatturazione e il 33,1% per i contratti.

Per quanto riguarda le risposte scritte alle richieste di informazioni, i clienti ritengono che il principale fattore di qualità della risposta sia costituito dalla sua risolutività (51,3%), seguito dalla precisione e completezza dei riferimenti utilizzati per argomentare la risposta (25,1%) e dalla comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta (23,6%). Per quanto riguarda, invece, i fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione, la risolutività della risposta totalizza il 29,6% dell'insoddisfazione; a seguire, la precisione e completezza dei riferimenti utilizzati per argomentare la risposta con il 20,2% e la comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta con il 16,1%.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio.

Il 18,3% dei clienti che hanno presentato un reclamo era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi degli indennizzi associati ad una risposta tardiva, il 23,7% ne aveva sentito parlare e il 58% non ne era a conoscenza. Il 10,4% dei clienti che hanno presentato una richiesta di informazioni era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi degli indennizzi associati a una risposta tardiva, il 36,6% ne aveva sentito parlare e il 53% non ne era a conoscenza.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti inesattezze, da parte dei venditori, nella classificazione delle richieste ricevute fra informazioni e reclami. Sotto questo profilo, oltre ai 2.000 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, all'inizio dell'intervista, 119 hanno dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni, ma hanno rifiutato l'intervista.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Nel 2023, il *call center* dello Sportello (Tav. 10.3) ha ricevuto 1.546.809 chiamate in orario di servizio (+ 23% rispetto al 2022). Le chiamate effettivamente gestite (al netto, cioè, di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) ammontano a 1.209.482 (circa 195.000 in più rispetto al 2022). La durata media delle conversazioni nell'anno è stata di 252 secondi, in aumento rispetto ai 238 secondi del 2022.

TAV. 10.3 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2023)

TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
		TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPON-DITORI AUTOMATI-CI			
1.837.143	1.546.809	1.209.482	1.209.482	-	337.327	290.334	252

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Come riportato nella tavola 10.4, si conferma una netta prevalenza delle chiamate da rete mobile rispetto a quelle da rete fissa: nel 2023, le prime hanno raggiunto una quota pari all'83% del totale (+ 3 p.p. rispetto al 2022), a fronte del 17% ascrivibile alle seconde.

TAV. 10.4 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2023)

2023	
Rete fissa	17%
Rete mobile	83%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

I settori dell'energia elettrica e del gas hanno interessato il 97% delle chiamate complessive gestite dal *call center* (96% nel 2022). Guardando agli argomenti delle chiamate (Tav. 10.5), sulla base della voce dell'albero fonico selezionata dal chiamante, si confermano i primi tre argomenti del 2022: il bonus sociale (67%), le modalità di risoluzione delle controversie (13%) e le informazioni sullo stato della gestione delle pratiche presso lo Sportello (6,5%).

TAV. 10.5 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2023)

SERVIZIO	2023		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	777.579 – 66%	30.672 – 77%	808.251 – 67%
Modalità di risoluzione controversie	153.016 – 13%	3.294 – 8%	156.310 – 13%
Diritti e regolazione	45.871 – 4%	672 – 2%	46.543 – 4%
Pratiche presso lo Sportello	76.850 – 7%	5.003 – 13%	81.853 – 6,5%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	44.569 – 4%	-	44.569 – 3,5%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	71.956 – 6%	-	71.956 – 6%
Di cui Bonus sociale	66%	77%	66%
Di cui altri argomenti	34%	23%	34%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Per completezza, si segnala che il *call center* ha anche gestito, nel 2023, 201 chiamate per il settore dei rifiuti e 112 chiamate per il settore telecalore, tutte afferenti alla voce *diritti e regolazione*.

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile elaborare un dettaglio percentuale degli argomenti delle chiamate sulla base dell'effettivo argomento della conversazione o, nel caso in cui i temi affrontati siano stati molteplici, dell'argomento prevalente. È infatti frequente che il chiamante ponga più di un quesito all'operatore del *call center*, a prescindere dal tasto dell'albero fonico selezionato e, a volte, anche con riferimento a più di un settore fra quelli regolati. La successiva tavola 10.6, che riporta il dato sopra menzionato, conferma la prevalenza del bonus sociale (65%), seguito però, diversamente da quanto esposto nella tavola 10.5, dagli argomenti "*diritti e regolazione*" (17%) e "*modalità di risoluzione controversie*" (6%).

Ammontano, infine, a 64.473 le chiamate nelle quali sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica che nel corso di una conversazione su tematiche connesse (circa 52.000 in più rispetto al medesimo dato del 2022). Al riguardo, si segnala che, dallo scorso anno,

un apposito tasto dell'albero fonico è dedicato ai temi della tutela della vulnerabilità nei settori energetici e del servizio a tutele graduali per il settore elettrico.

TAV. 10.6 *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2023)*

SERVIZIO	2023		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	64%	76%	65%
Modalità risoluzione controversie	6%	5%	6%
Diritti e regolazione	17%	6%	17%
Pratiche presso lo Sportello	7%	13%	7%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	5%	-	4%
Di cui Bonus sociale	64%	76%	65%
Di cui altri argomenti	36%	24%	35%

Fonte: elaborazioni Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

Nella successiva figura 10.1 sono indicati i sub-argomenti delle chiamate in tema di bonus sociale, che, come detto, rappresenta il tema principale delle conversazioni gestite dal *call center* nel 2023: nel 56% dei casi (- 8,5 p.p. rispetto al 2022), i clienti e gli utenti finali hanno richiesto informazioni di carattere generale (requisiti per l'accesso all'agevolazione, durata, importo ecc.), nel 26,5% delle chiamate (- 1 p.p. rispetto al 2022) sono state richieste informazioni in merito all'iter di riconoscimento dell'agevolazione, anche a seguito di domanda (bonus per disagio fisico) o presentazione della DSU (bonus per disagio economico), mentre il 13% di tali chiamate (+ 8 p.p. rispetto al 2022) ha riguardato le "erogazioni" (ossia le modalità di riscossione del bonus, i bonifici domiciliati, l'entità dell'importo ricevuto, ecc.).

FIG. 10.1 *Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2023)*



Fonte: elaborazioni Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

L'incremento delle chiamate pervenute e gestite nel 2023, con frequenti picchi, anche su base mensile, e la circostanza sopra evidenziata per cui, spesso, i quesiti posti durante la singola conversazione sono più di uno hanno determinato un incremento del tempo medio di attesa per parlare con un operatore che, nell'anno in esame, si attesta a 333 secondi (in aumento di 66 secondi rispetto al 2022). I valori relativi all'accessibilità al servizio e al livello del medesimo servizio si sono attestati, rispettivamente, all'88% e al 78% (in diminuzione, rispetto al 2022, rispettivamente, di 5 p.p. e 3 p.p.), come indicato nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2023)

	2023
Accessibilità al servizio (AS) - %	88%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	333
Livello di servizio (LS) - %	78%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Si conferma, infine, nel 2023, il tasso di soddisfazione dei clienti e utenti che si sono rivolti al call center dello Sportello registrato nel 2022 (Tav. 10.8): su un campione di circa il 53% delle chiamate conversate, infatti, l'86% dei chiamanti ha valutato il servizio come buono.

TAV. 10.8 Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello (2023)

	2023
Buono 😊	86%
Sufficiente 😐	9%
Negativo 😞	5%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	53%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	81%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

Le richieste scritte di informazioni pervenute allo Sportello nel 2023 ammontano complessivamente a 54.750, di cui 49.930 relative ai settori energetici, 4.631 riguardanti il settore idrico e 189 per il telecalore. Come accennato in premessa, le richieste relative ai settori energetici, rispetto al 2022, sono diminuite del 10%; sono più che raddoppiate, invece, quelle per il settore idrico. Circa 3.500 richieste (in gran parte ascrivibili ai settori energetici), poiché afferenti a fattispecie nelle quali il cliente o utente aveva già inviato un reclamo al proprio operatore o gestore, senza tuttavia risolvere la problematica, sono state gestite dallo Sportello con informazioni puntuali sugli strumenti conciliativi disponibili per la risoluzione della controversia (c.d. *reclami reindirizzati in conciliazione*). Tali particolari richieste hanno riguardato soprattutto la fatturazione (26% per il settore elettrico).

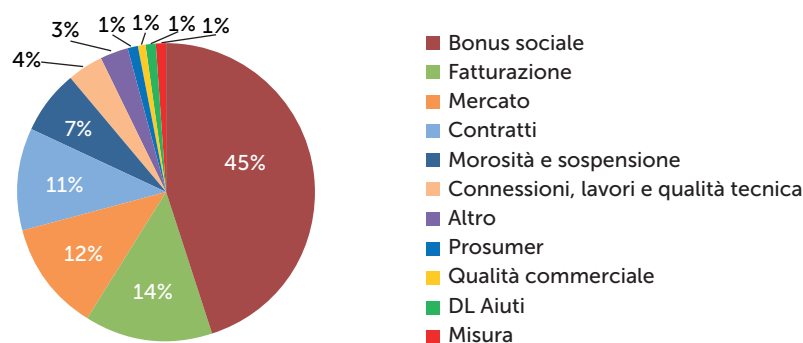
Guardando agli argomenti delle richieste relative ai settori energetici, al netto dei sopra citati reclami reindirizzati in conciliazione, anche nel 2023 si conferma la top 5 degli argomenti del 2022 (Fig. 10.2): il bonus sociale, con il 45%, si mantiene al primo posto, seppur in diminuzione di 13 p.p. rispetto al 2022; a seguire, fatturazione (14%), mercato (12%), contratti (11%) e morosità e sospensione (7%), tutti in lieve aumento rispetto al 2022 in termini di peso percentuale sul totale considerato (rispettivamente, + 3 p.p., + 2 p.p., + 1 p.p., + 2 p.p.).

Le richieste in tema bonus hanno interessato, nel 78% dei casi, il meccanismo di riconoscimento automatico, mentre il 10% ha riguardato l'erogazione del beneficio in bolletta. Relativamente agli altri argomenti dei settori energetici, le richieste sulla fatturazione e sul mercato hanno avuto principalmente a oggetto, rispet-

tivamente, i consumi stimati (49%) e il cambio venditore (61%), mentre i sub-argomenti dei contratti sono stati in particolare le modifiche unilaterali (36%). Riguardo agli argomenti, si segnala, infine, che, nell'ultimo trimestre del 2023, circa 490 richieste scritte hanno interessato il tema della tutela della vulnerabilità e, in particolare, i requisiti previsti dalla legge per il riconoscimento della stessa in capo ai clienti finali, nell'ambito del processo di superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici: lo Sportello ha gestito tali richieste fornendo le informazioni necessarie e, se del caso, scrivendo agli operatori interessati per ulteriori verifiche e approfondimenti.

Le richieste di informazioni relative ai settori energetici sono state presentate, nell'86% dei casi (87% nel 2022), da clienti finali senza l'ausilio di delegati e nel 68% hanno interessato il comparto domestico (88% nel 2022). Il canale utilizzato in via prioritaria per trasmettere allo Sportello tali richieste è stato la e-mail (58%), mentre il Portale Unico non supera il 26%.

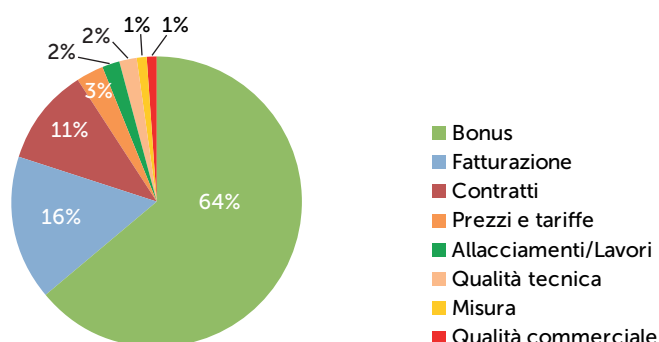
FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2023)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel settore idrico (Fig. 10.3), anche nel 2023 il principale argomento delle quasi 4.500 richieste scritte di informazioni (al netto, cioè, di 140 reclami reindirizzati in conciliazione) è rappresentato dal bonus (64%, in aumento di 20 p.p. rispetto al 2022) e, in particolare, il meccanismo di riconoscimento automatico; a seguire, fatturazione (16%) e contratti (11%).

Il 90% di richieste è stato presentato da utenti finali senza delegati (+ 3 p.p. rispetto al 2022), mentre al comparto domestico è ascrivibile l'82% delle medesime richieste (- 7 p.p. rispetto al 2022). Il Portale Unico ha costituito il principale canale di accesso per tale tipologia di servizio (46%), seguito dalla e-mail (43%).

FIG. 10.3 Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Per i settori energetici e idrico, si segnalano altresì 88 richieste scritte di informazioni in merito alla regolazione dell'Autorità a tutela delle popolazioni colpite da eventi calamitosi. Di queste, 46 (38 per i settori energetici) hanno riguardato gli eventi sismici del Centro Italia e Ischia e, in particolare, la proroga delle agevolazioni tariffarie; 42 hanno, invece, interessato gli eventi alluvionali verificatisi in Emilia-Romagna e Toscana e, in larga parte, la sospensione dei termini di pagamento delle fatture disposta dall'Autorità. Complessivamente, in circa 20 casi, lo Sportello ha trasmesso specifiche richieste di informazioni agli esercenti coinvolti al fine di meglio chiarire la fattispecie e consentire la risoluzione della problematica lamentata dal cliente o utente finale.

Nel telecalore, il 2023 ha fatto registrare 140 richieste scritte di informazioni (149 nel 2022), riguardanti, nel 75% dei casi, la trasparenza del servizio (- 21 p.p. rispetto al 2022), con i seguenti principali sub-argomenti: fatturazione (51%), prezzi e tariffe (27%) e contratti (22%). La trasparenza ha interessato anche il 92% dei 49 reclami reindirizzati in conciliazione. Le richieste di informazioni in esame sono state presentate nell'89% dei casi, da utenti senza l'ausilio di delegati (64% per il comparto domestico); il Portale Unico ha rappresentato il principale canale di accesso al servizio per tale settore (60%), seguito dalla e-mail (26%).

Infine, le comunicazioni afferenti al settore dei rifiuti nel 2023 ammontano a 230 (212 nel 2022).

Ulteriori elementi di dettaglio sui settori idrico, del telecalore e dei rifiuti sono riportati nel successivo sottoparagrafo *Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali*.

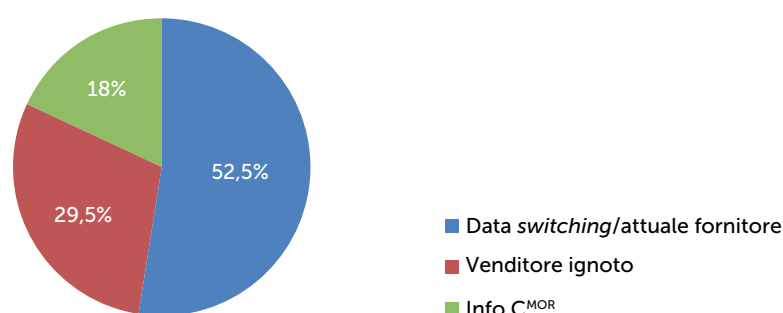
Procedure speciali informative

Nel 2023, lo Sportello ha ricevuto 44.929 richieste di attivazione di procedure speciali informative, per un incremento pari al 7% rispetto al totale delle richieste del 2022. Tali procedure, previste per specifiche tematiche dei settori energetici, prevedono l'intervento dello Sportello che, mediante la consultazione di banche dati centralizzate (Sistema informativo Integrato, Sistema indennitario), fornisce ai clienti finali le informazioni richieste. La ripartizione per settori delle suddette richieste è identica a quella del 2022: il 64% ha riguardato l'elettrico, il 23% il gas, il 13% entrambi i settori.

Come si evince dalla figura 10.4, in poco più di un caso su due, la procedura speciale utilizzata è stata quella volta a conoscere il nominativo dell'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (52,5%, a fronte del

51% del 2022). A seguire, un 29,5% del totale di richieste ha riguardato la procedura finalizzata all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (- 4,5% rispetto al 2022); una quota pari al 18%, infine, è ascrivibile alla procedura speciale sul corrispettivo relativo a morosità pregresse nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (C^{MOR}), volta a conoscere, in particolare, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo. Tale ultima tipologia di procedura ha fatto registrare l'incremento maggiore in valori percentuali rispetto al 2022 (+ 28%), mentre la procedura in tema di attuale controparte commerciale/data di *switching* ha fatto registrare l'incremento maggiore di richieste in valori assoluti (+ 2.129 richieste).

FIG. 10.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 2023, i tempi medi di risposta dello Sportello, su base annuale, si confermano al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità, con un ulteriore lieve miglioramento, rispetto al 2022, per la procedura volta a conoscere la data di *switching* e il nominativo dell'attuale fornitore (- 1 giorno lavorativo).

TAV. 10.9 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2023)

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C ^{MOR}	10	3
Data <i>switching</i> /attuale fornitore	5	2

(*) Livelli di servizio ex Tabella 1, allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come nel 2022, anche nel 2023 l'82% delle richieste in argomento ha riguardato il comparto domestico; in diminuzione di 3 p.p., invece, la quota di richieste inviate allo Sportello dai clienti finali non supportati da delegati (81%). Il Portale Unico ha rappresentato il canale di accesso, per la presentazione delle richieste in esame, in un caso su due, a fronte di un 47% relativo al canale e-mail.

Altre attività

Nel 2023 sono diminuite significativamente le segnalazioni scritte inviate dai clienti e utenti finali allo Sportello per comunicare un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione (lo Sportello monitora le segnalazioni ricevute e, se del caso, svolge specifici approfondimenti con gli esercenti interessati e/o con i clienti o utenti segnalanti, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità): tali segnalazioni ammontano a 202 (697 nel 2022), di cui 111 riguardanti l'energia elettrica, 12 afferenti al settore gas, 55 relative ad entrambi i settori energetici, 22 riconducibili al settore idrico e 2 al settore dei rifiuti.

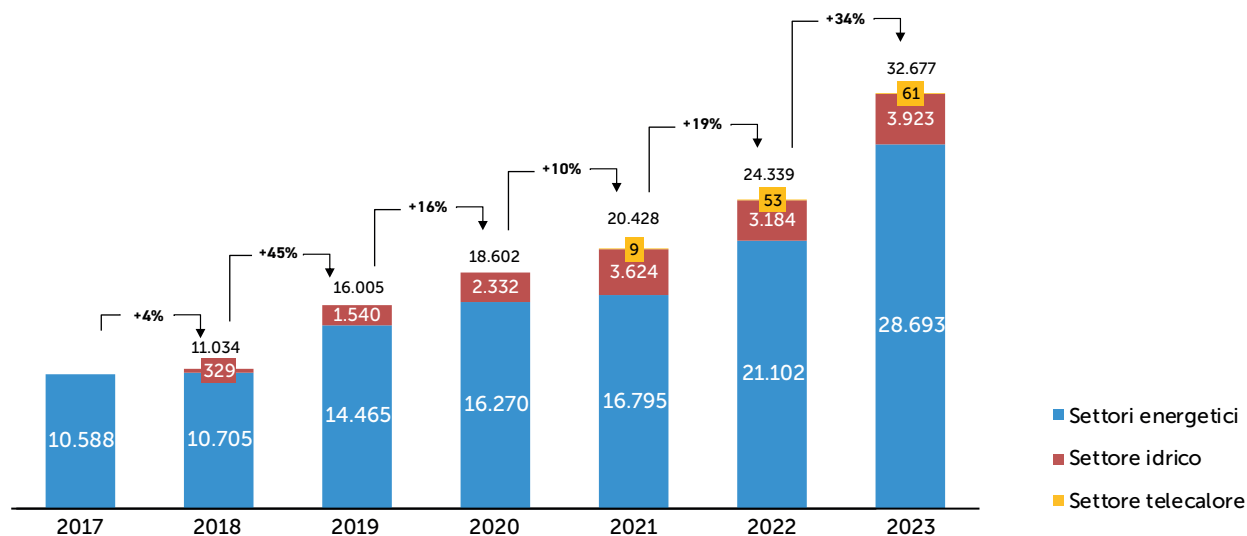
Nel 2023, lo Sportello ha inoltre gestito 188.569 moduli (+ 94% rispetto al 2022) inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico (si veda, al riguardo, il successivo paragrafo "Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Tale peculiare attività comporta la ricezione, lavorazione e successiva trasmissione al SII dei moduli in esame.

Infine, l'*help desk* dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, è stato utilizzato solo 7 volte (6 casi afferenti a clienti *dual fuel*).

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione, nel 2023, ha fatto registrare 32.677 domande in ingresso (in media, 131,3 domande per giorno lavorativo), con un incremento del 34% rispetto ai volumi del 2022². Si conferma, dunque, la tendenza di domande in crescita, su base annua, fin dal 2017 (anno di entrata in vigore del TICO), come riportato nella figura 10.5. A far da traino, anche nel 2023, le domande relative ai settori energetici, per le quali si evidenzia il maggior aumento, da un anno all'altro, sia in termini percentuali sia in valori assoluti (+36%, circa 7.600 domande in più). Di queste, il 78% ha riguardato forniture di mercato libero. In aumento, inoltre, le domande relative al settore idrico (+ 23% rispetto al 2022), anche in considerazione dell'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione a regime dal 30 giugno 2023 (così come per il telecalore) in forza della delibera 233/2023/E/com menzionata a inizio capitolo, (che ha determinato, dunque, l'esclusività del ricorso alla conciliazione quale strumento per la soluzione delle controversie non risolte col reclamo al gestore, eccezion fatta per le problematiche afferenti al bonus sociale).

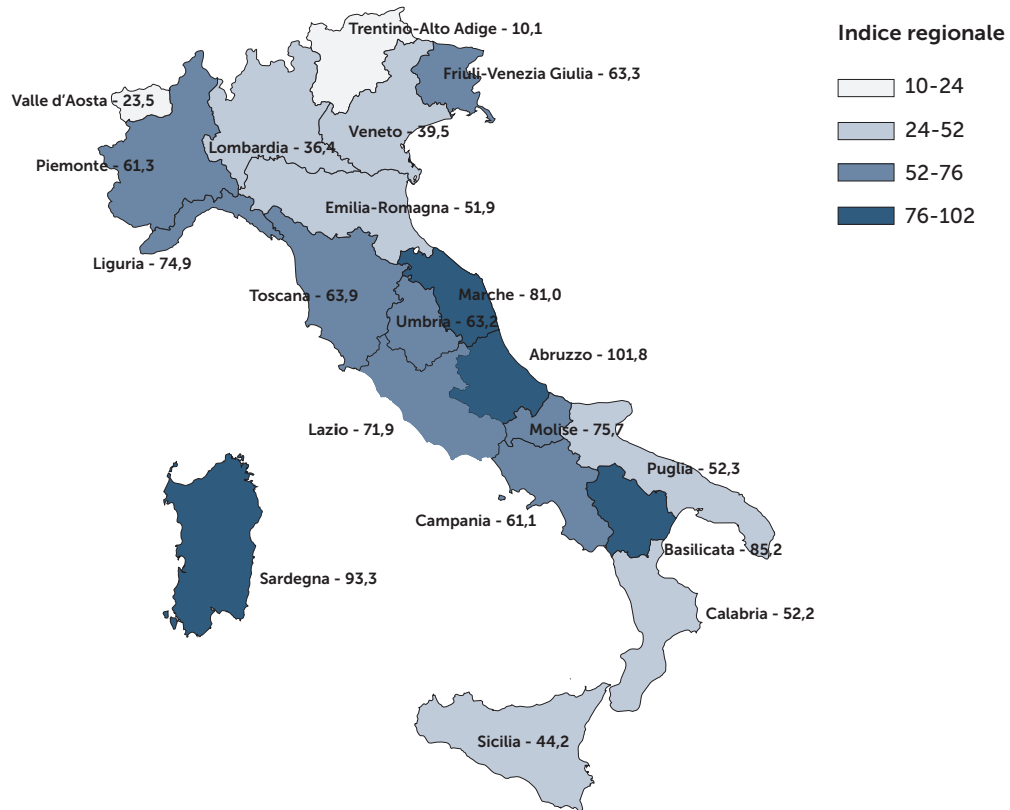
² Nel sito web dell'Autorità, alla pagina arera.it/consumatori/conciliazione, sono pubblicati i dati definitivi del Servizio Conciliazione per il 2023 relativi all'ultimo aggiornamento disponibile.

FIG. 10.5 Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

La figura 10.6 riporta l'indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione nel 2023; tale indice è dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per Regione e consente di ricavare la distribuzione territoriale delle domande medesime. Nella fascia più alta, con valori compresi fra 76 e 102, sono presenti, in ordine decrescente, l'Abruzzo (101,8), la Sardegna (93,3, non mediatizzata), la Basilicata (85,2) e le Marche (81).

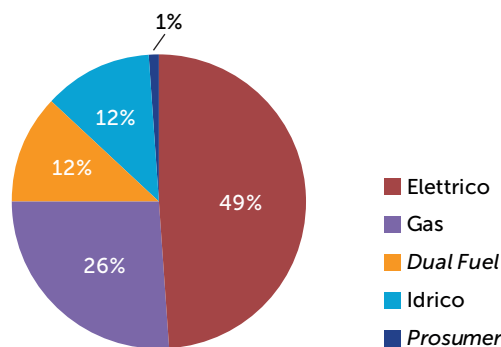
FIG. 10.6 *Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione (2023)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Il dato relativo alla ripartizione settoriale delle domande presentate al Servizio (Fig. 10.7) conferma, anche nel 2023, la prevalenza del settore elettrico (49%, 16.216 domande), seppur in diminuzione di 4 p.p. rispetto al 2022. In aumento, invece, le domande relative al settore gas, che si attestano al 26% del totale (8.420 domande, + 4 p.p. rispetto al 2022). Le domande sul settore idrico hanno interessato una quota pari al 12%, corrispondente a 3.923 domande (- 1 p.p. rispetto al 2022), mentre quelle presentate dai clienti *dual fuel* sono aumentate di 1 p.p. rispetto al 2022 (12%, pari a 3.817 domande). Infine, sono 240 le domande di conciliazione presentate dai *prosumer* (144 nel 2022) e 61 quelle per il telecalore (53 nel 2022).

FIG. 10.7 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2023)*



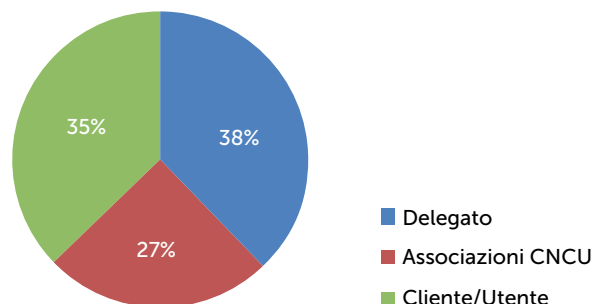
Fonte: Servizio conciliazione.

Come evidenziato nella successiva figura 10.8, nel 2023 si conferma il peso percentuale, pari al 38%, già registrato nel 2022, delle domande di conciliazione presentate da delegati di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni rappresentative della clientela domestica e non domestica. Cresce di 2 p.p. la quota di domande presentate dalle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti - CNCU (27%), mentre si riduce di 2 p.p. la percentuale di domande trasmesse al Servizio dai clienti o utenti finali non assistiti da delegati (35%). Dunque, anche nel 2023, il Servizio conciliazione è stato attivato, in quasi due casi su tre, da soggetti terzi (associazioni e non) in rappresentanza dei titolari delle forniture relativamente alle quali le controversie sono insorte.

Entrando nello specifico delle 12.373 domande presentate dai delegati diversi dalle associazioni del CNCU, il 63% delle stesse è ascrivibile ad avvocati, mentre una quota pari al 26% è riferibile a delegati non professionali, ossia parenti, conoscenti, ecc. dei clienti o utenti titolari della fornitura (entrambi i valori percentuali sono diminuiti di 4 p.p. rispetto al 2022). Due terzi circa delle domande presentate dai delegati in questione ha riguardato il comparto domestico, mentre il settore maggiormente interessato è stato l'elettrico con oltre 6.800 domande.

Le 11.318 domande dei clienti o utenti non assistiti da delegati, invece, sono state presentate dalle persone fisiche titolari del punto di fornitura o dell'utenza nel 77% dei casi (in aumento di 7 p.p. rispetto al 2022), mentre il 19% di esse (- 8 p.p. rispetto al 2022) è riconducibile ai rappresentanti interni delle piccole e medie imprese. Gli amministratori di condominio hanno presentato, nel 2023, 335 domande (circa 120 in meno rispetto al 2022). Con riferimento a tale categoria di attivanti, oltre 8.600 domande hanno interessato il comparto domestico e in poco più di un caso su due il settore di riferimento è stato quello elettrico.

FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2023)



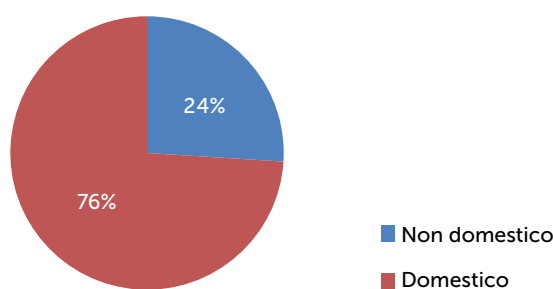
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente all'età media delle persone fisiche che hanno fatto accesso alla piattaforma del Servizio Conciliazione nel 2023, si conferma il dato relativo all'età media dei delegati, che si collocano soprattutto nella fascia 43-47 anni. Per i clienti o utenti finali titolari della fornitura, invece, la distribuzione è più frammentata.

In termini di stretta accessibilità alla suddetta piattaforma, inoltre, si conferma, nel 2023, la netta preponderanza dell'utilizzo, da parte degli attivanti, di computer (fisso o portatile), per mezzo del quale è stato presentato il 95% delle domande; il 3% è ascrivibile, invece, a dispositivi *mobile* (tablet, smartphone), mentre nel 2% dei casi gli attivanti hanno utilizzato la specifica *app*.

Come si evince anche dai dati sopra riportati riguardo alle diverse tipologie di attivanti, nel 2023 il comparto domestico ha interessato la maggior parte di domande presentate al Servizio, per una quota pari al 76% del totale (+ 3 p.p. rispetto al 2022); di converso, sono diminuite le domande relative ai clienti o utenti non domestici (24%, - 3 p.p. rispetto al 2022). Guardando alle sole domande relative a quest'ultimi, anche nel 2023 prevale nettamente il settore elettrico (74,5%, in ribasso di 4 p.p. rispetto al 2022); considerando le sole domande relative ai domestici, invece, la distribuzione settoriale è più equilibrata: 42% per il settore elettrico (- 1 p.p. rispetto al 2022) e 30% per il gas (+ 3 p.p. rispetto al 2022), con una forbice fra i due settori energetici che si assottiglia di 4 p.p. rispetto al 2022.

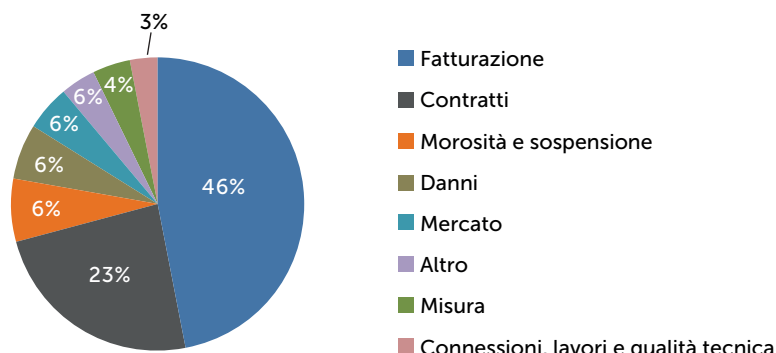
FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2023)



Fonte: Servizio conciliazione.

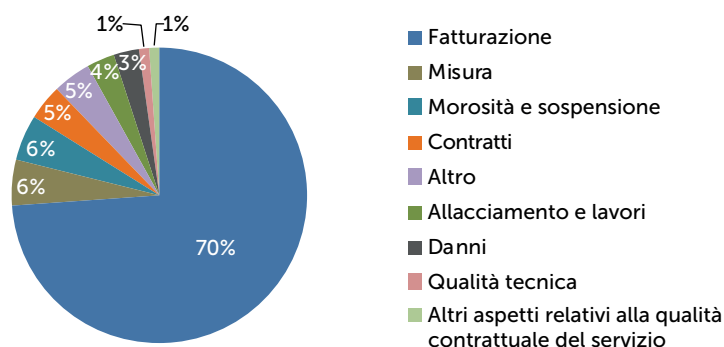
La fatturazione ha rappresentato il principale argomento delle domande di conciliazione per i settori energetici trasmesse nel 2023 al Servizio, interessando il 46% (-1 p.p. rispetto al 2022) delle 28.693 domande relative a tali settori (rilevazione condotta sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti nelle domande). Seguono le controversie relative ai contratti (23%, -1 p.p. rispetto al 2022) e, con una quota pari al 6% ciascuno, danni (-1 p.p. rispetto al 2022), morosità e sospensione (stesso valore percentuale del 2022) e mercato (in aumento di 3 p.p. rispetto al 2022). Prevale la fatturazione anche con riferimento alle 16.216 domande riguardanti il settore elettrico (44%, -2 p.p. rispetto al 2022) nonché con riguardo alle 8.420 domande sul settore gas (56%, dato identico al 2022); per entrambi i settori, inoltre, coincidono anche i principali sub-argomenti relativi alla fatturazione, ossia consumi stimati errati, ricalcoli e pagamenti/rimborsi (rispettivamente, il 26%, il 24% e il 20% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica e il 29%, il 22% e il 19% di quelle relative al settore gas). Riguardo alle domande aventi come argomento i contratti, nel 2023, il principale sub-argomento è rappresentato dalle modifiche unilaterali, che pesano il 40% per l'elettrico (+14 p.p. rispetto al 2022) e il 44% per il gas (+13 p.p. rispetto al 2022).

Sulle 3.817 domande dei clienti *dual fuel*, l'argomento principale è dato dai contratti (38%; -6 p.p. rispetto al 2022), con il sub-argomento delle modifiche unilaterali ricorrente in circa un caso su quattro. Le 240 domande presentate dai *prosumer*, infine, hanno riguardato, nel 30% dei casi, l'argomento specifico dello scambio sul posto e nel 25% l'argomento connessioni, lavori e qualità tecnica.

FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

Nel settore idrico (Fig. 10.11), si conferma la fatturazione quale argomento principale delle 3.923 domande presentate nel 2023 (70%, -1 p.p. rispetto al 2022). Seguono, seppur con valori percentuali decisamente inferiori, misura (6%, +1 p.p. rispetto al 2022) e contratti (5%, come nel 2022). I principali sub-argomenti delle domande sulla fatturazione sono stati i consumi (37%) e gli importi per consumi risalenti a più di due anni (22%).

FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

La trasparenza del servizio ha invece interessato il 39% delle 61 domande presentate da utenti finali del settore del telecalore (+1 p.p. rispetto al 2022). Per il settore si conferma, comunque, un terzo circa di domande per le quali gli attivanti non hanno indicato un argomento specifico.

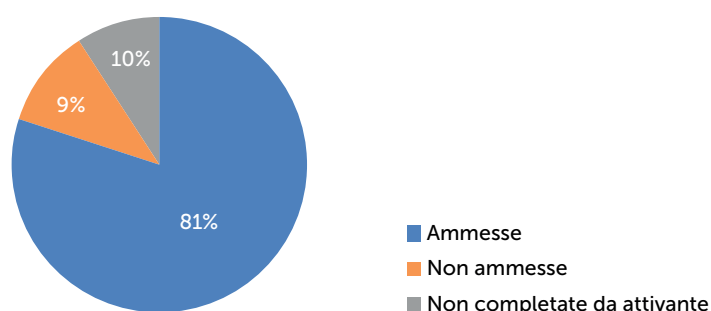
Tenuto conto di quanto dichiarato dagli attivanti in poco meno della metà delle 18.034 procedure concluse con accordo alla data di elaborazione del presente paragrafo, nel 48% dei casi le controversie hanno avuto un valore collocabile nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'84% non ha superato i 5.000 euro.

Riguardo al tasso di ammissibilità delle domande di conciliazione presentate al Servizio nel 2023 (Fig. 10.12), si conferma il valore pari all'81% già registrato nel 2022. Le domande non completate dagli attivanti ammontano al 10% (+1 p.p. rispetto al 2022), mentre quelle non ammesse per una delle cause previste dal TICO sono pari al 9% del totale (-1 p.p. rispetto al 2022). Fra quest'ultime, il 24% è relativo ai casi di documentazione non idonea a integrare la domanda a seguito di richiesta di regolarizzazione della stessa, il 22% al mancato rispetto dei termini

per presentare la domanda (40 giorni o, per il settore idrico, 50 giorni, decorrenti dalla data di invio del reclamo all'operatore o al gestore nell'ipotesi di mancata risposta), il 13% alle controversie non rientranti nell'ambito di applicazione del TICO e il 12% all'utilizzo della modulistica non corretta. L'inammissibilità della domanda, si ricorda, non preclude la riproposizione della stessa una volta sanata la causa di inammissibilità.

Analizzando il dato sull'ammissibilità in relazione a ciascuna tipologia di attivante, anche nel 2023 le associazioni CNCU confermano la più alta percentuale di domande ammesse su quelle presentate, pari al 92%, in aumento di 1 p.p. rispetto al 2022. I delegati diversi dalle associazioni raggiungono l'81% di ammesse (stesso dato del 2022), con percentuali diverse per ciascuna sottocategoria (per esempio, gli avvocati fanno registrare l'83%, mentre i delegati non professionali si attestano al 76%). Infine, si riduce di 3 p.p. da un anno all'altro il tasso di ammissibilità delle domande presentate dai clienti o utenti non assistiti da delegati (72%).

FIG. 10.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2023)*



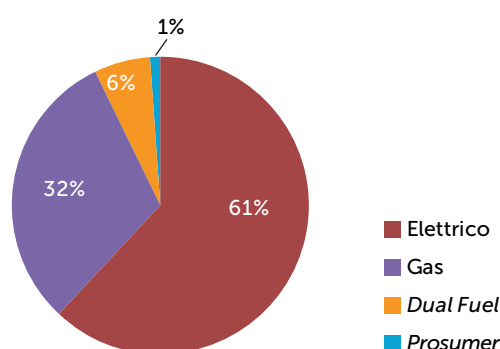
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente alla partecipazione di operatori e gestori alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione, si premette che, come accennato sopra, dal 30 giugno 2023, in virtù della delibera 233/2023/E/com, l'obbligo partecipativo a tali procedure, già in vigore per gli operatori dei settori energetici, ha trovato applicazione anche per tutti i gestori del settore idrico e gli operatori del settore del telecalore (fino al 29 giugno 2023, invece, erano obbligati a partecipare solo i gestori del settore idrico di maggiori dimensioni, che servivano almeno 100.000 abitanti residenti). Ciò posto, nel 2023 gli operatori e gestori obbligati hanno partecipato nel 99,5% delle procedure; i casi di mancata adesione, relativi soprattutto a operatori e gestori di piccole dimensioni, sono stati analizzati nel corso della consueta attività dell'Autorità di monitoraggio ed enforcement dell'obbligo partecipativo, che ha portato all'adozione delle delibere di intimazione 120/2023/E/com e 566/2023/E/com, citate in premessa. Con tali provvedimenti è stato intimato il rispetto dell'obbligo in esame a 12 operatori e a 3 gestori con riferimento al periodo 24 maggio 2022-13 ottobre 2023. A seguito delle delibere di intimazione, in caso di perdurante inadempimento, potrebbero essere avviati procedimenti per l'adozione di provvedimenti di tipo sanzionatorio: dal 2017 alla data di elaborazione del presente paragrafo, sette operatori di energia sono stati destinatari di altrettante sanzioni amministrative pecuniarie.

Il quadro relativo alla partecipazione degli operatori e dei gestori si completa col dato relativo al tasso di adesione alle procedure, registrato nel primo semestre 2023, con riferimento ai gestori non obbligati di minori dimensioni, che si attesta al 62%.

Sempre in tema di partecipazione degli operatori alle procedure dinanzi al Servizio, si segnala che, nel 2023, nel 43% delle procedure con controparte il venditore di energia, quest'ultimo ha richiesto la convocazione del distributore territorialmente competente in qualità di ausilio tecnico (oltre 7.700 procedure su 17.979, in ribasso di 4 p.p. rispetto al 2022). Nel 61% dei casi, è stato convocato il distributore di energia elettrica (-1 p.p. rispetto al 2022), a fronte del 32% (+1 p.p. rispetto al 2022) relativo al distributore del settore gas (Fig. 10.13).

FIG. 10.13 Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2023)

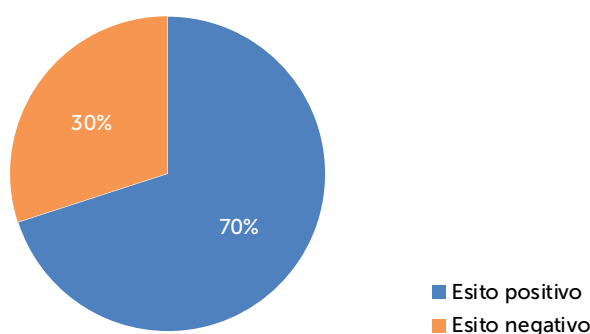


Fonte: Servizio conciliazione.

Aumenta di 1 p.p. il tasso di accordo su procedure concluse (Fig. 10.14): nel 2023, infatti, lo stesso è pari al 70% (69% nel 2022), al netto delle procedure rinunciate (347 per i settori energetici, 52 per l'idrico e 2 per il telecalore) e di quelle pendenti (274) alla data di elaborazione del presente paragrafo. Considerando i settori con il maggior numero di domande, è il settore gas a far registrare il valore maggiore (74%, +2 p.p. rispetto al 2022), seguito dall'idrico (70%, -5 p.p. rispetto al 2022) e dall'elettrico (65%, stesso dato del 2022). Il tempo medio di conclusione delle procedure nel 2023 è pari a 56 giorni.

Le associazioni CNCU fanno registrare, anche nel 2023, il tasso di accordo più elevato (considerando il totale delle procedure concluse dalle stesse), che si attesta all'83%, in aumento di 1 p.p. rispetto al 2022. I clienti o utenti non assistiti da delegati si attestano al 69% (+2 p.p. rispetto al 2022), mentre i delegati non associativi hanno sottoscritto accordi nel 61% dei casi (+1 p.p. rispetto al 2022); fra quest'ultimi, gli avvocati fanno registrare il 54% di accordi su procedure dagli stessi concluse (stesso valore percentuale del 2022), mentre i delegati non professionali raggiungono il 73% (+1 p.p. rispetto al 2022).

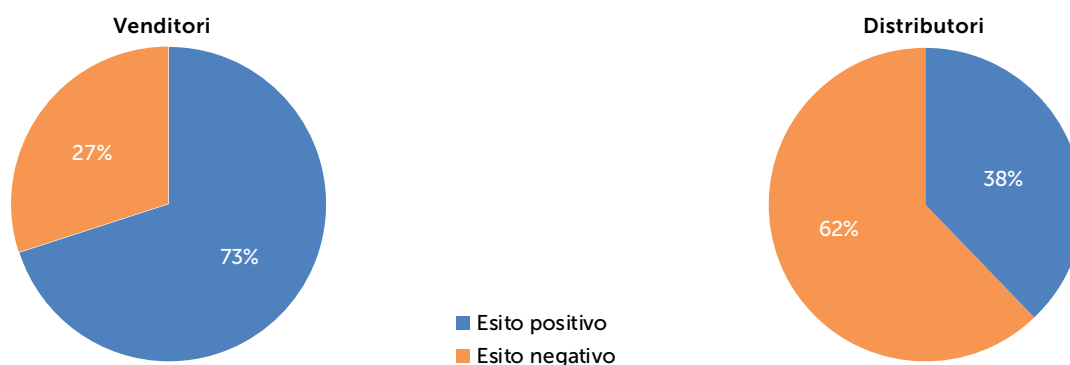
FIG. 10.14 Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2023)



Fonte: Servizio conciliazione.

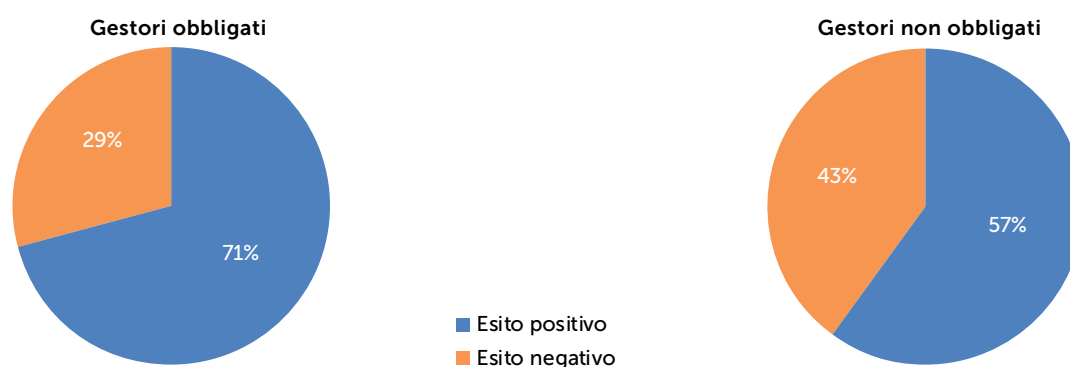
Il tasso di accordo relativamente alla tipologia di esercente controparte delle procedure è riportato nelle figure 10.15 e 10.16. In particolare, nel 2023, al netto delle procedure pendenti di cui sopra, i venditori dei settori energetici fanno registrare il 73% di accordi su procedure concluse (+2 p.p. rispetto al 2022), mentre i distributori non superano il 38% (come nel 2022). Nel settore idrico, invece, i gestori obbligati hanno raggiunto un accordo nel 71% dei casi (-4 p.p. rispetto al 2022), mentre quelli non obbligati (fino al 29 giugno 2023) si fermano al 57% (-3 p.p. rispetto al 2022).

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2023)*



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 10.16 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2023)*













Fonte: Servizio conciliazione.

Con riferimento alle procedure avviate nel 2023 e concluse con accordo, alla data di elaborazione del presente paragrafo, è possibile ricavare un valore di *compensation* pari a circa 23,5 milioni di euro, ossia del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato.

I risultati della *customer satisfaction*, infine, sono sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2022, seppur a fronte di circa il 50% di questionari in più. In particolare, tenuto conto di 11.668 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 95% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (-1 p.p. rispetto al 2022), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (52%, +1 p.p. rispetto al 2022) e il valore "abbastanza soddisfatto" (28%, -2 p.p. rispetto al 2022). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 66% degli attivanti di cui sopra (-2 p.p. rispetto al 2022).

FIG. 10.17 Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2023)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	52%	15%	28%	3%	2%
Sintesi giudizio	95%			5%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Guida al servizio	47%	17%	33%	2%	1%
Modulistica	46%	18%	34%	1%	1%
Procedura di conciliazione	47%	16%	29%	5%	3%
Stanza virtuale	47%	16%	32%	4%	1%
Conciliatore	66%	10%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio conciliazione.

Procedure speciali risolutive

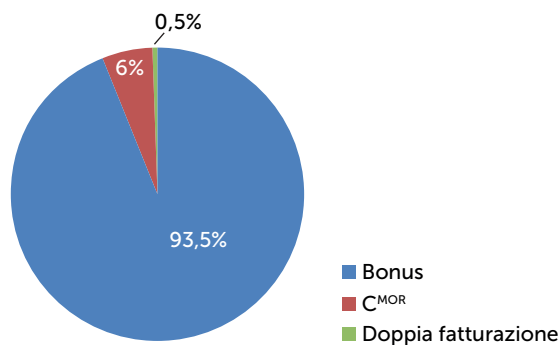
Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici, per la cui soluzione, su richiesta del cliente finale, lo Sportello può accedere a informazioni codificate in banche dati centralizzate (come accade per le procedure speciali informative) e, se del caso, anche trasmettere apposite richieste di informazioni agli operatori coinvolti.

Le richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (Fig. 10.18) ammontano, nel 2023, a 31.638, in aumento del 40% rispetto al 2022. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (93,5%, -0,5 p.p. rispetto al 2022): al riguardo, si segnala che il 43% circa di richieste ha interessato la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti, invece, hanno riguardato, per lo più, problematiche relative all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo ISEE con più PDR/POD.

A seguire, la procedura speciale relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attesta al 6% (+0,5 p.p. rispetto al 2022). Tutte le altre procedure sono state poco utilizzate nel 2023: le richieste in tema di doppia fatturazione ammontano allo 0,5% del totale (dato invariato rispetto al 2022), mentre la procedura ripristinatoria volontaria regolata dall'allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com, e quella connessa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione, sono state attivate, rispettivamente, 12 volte e 18 volte.

Le richieste del 2023 hanno interessato in particolare il settore elettrico (49%, -4 p.p. rispetto al 2022), seguito dal gas con il 29% (+4 p.p. rispetto al 2022). Le altre procedure hanno interessato entrambi i settori energetici e, in 40 casi, i clienti *dual fuel*.

FIG. 10.18 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Gli operatori destinatari di richieste di informazioni dello Sportello relative a procedure speciali risolutive sono tenuti a fornire un riscontro entro tempistiche definite dalla regolazione dell'Autorità (le risposte trasmesse oltre i termini sono classificate come tardive e nel 2023 ammontano a circa l'8% del totale). Il rispetto di tale obbligo è oggetto di una costante e specifica attività di monitoraggio ed *enforcement*, che ha determinato, nel 2023, l'adozione della delibera 204/2023/E/com, citata a inizio capitolo, con cui l'Autorità ha intimato a 52 operatori di fornire un riscontro alle predette richieste di informazioni inviate dallo Sportello nel periodo 1° gennaio 2022-31 dicembre 2022 (pari a circa l'1,6% del totale di richieste inviate dallo Sportello nel periodo).

Nel 2023 è inoltre proseguita l'attività di monitoraggio delle modalità di fatturazione del C^{MOR} da parte degli operatori. In particolare, nel periodo giugno 2022-maggio 2023, sono stati individuati 15 casi (connessi a procedure speciali sia informative che risolutive), relativi a 12 operatori, nei quali la regolazione in materia non risultava rispettata o lo era solo parzialmente. A seguito di specifica e graduale attività di *moral suasion*, tutti gli operatori coinvolti hanno adeguato le fatture a quanto previsto dalla regolazione.

Come si evince dalla tavola 10.10, il tempo medio di gestione della procedura speciale sul bonus si attesta a 28 giorni lavorativi (in calo rispetto ai 29 giorni del 2022), mentre sono 13 i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C^{MOR} (a fronte dei 15 giorni del 2022).

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2023)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	15	20	13	28
C ^{MOR}	10	4	10	9	13
Procedura ripristinatoria volontaria	10	7	-	-	7
Doppia fatturazione	10	5	10	10	15
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	11	17

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex appendice 2, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

L'87% delle procedure speciali sopra menzionate ha interessato il comparto domestico (-11 p.p. rispetto al 2022), mentre nell'89% dei casi tali procedure sono state attivate da clienti finali senza l'ausilio di delegati (90% nel 2022). Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (66%), mentre il Portale Unico è stato utilizzato nel 30% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza dell'Autorità, ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice del consumo³.

Al 31 marzo 2024, risultano iscritti in elenco, oltre al Servizio conciliazione, 30 organismi ADR (Tav. 10.11), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriali (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), uno settoriale a rilevanza regionale e 22 organismi trasversali, che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina (tali organismi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco); di quest'ultimi, 21 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 24 ottobre 2023, n. 150⁴). Due dei sopracitati organismi iscritti in Elenco ADR – di cui uno a rilevanza regionale – sono competenti per il solo settore idrico; i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas e 15 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 3 organismi (due dei quali di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge il telecalore. L'i-

³ La disciplina per l'iscrizione in elenco e le modalità di svolgimento delle suddette attività è contenuta nell'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com (Disciplina), come modificato, in ultimo, dalla delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

⁴ Il decreto, entrato in vigore il 15 novembre 2023, ha integralmente abrogato e sostituito il decreto 18 ottobre 2010, n. 180.

scrizione di tali organismi è stata notificata al Ministero delle imprese e del made in Italy, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, ai fini dell'inserimento nella Piattaforma ODR della medesima Commissione (per le controversie tra consumatori e imprese originiate dai contratti stipulati online).

Nel corso del 2023, con apposite determine del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti, sono stati aggiunti in Elenco due nuovi organismi⁵, entrambi per i settori dell'energia elettrica e del gas e uno di essi anche per i settori idrico e telecalore. Inoltre, nel primo trimestre 2024, con determine della Direzione sopra citata⁶, ai sensi di quanto disposto dall'art. 5, comma 5.4, della Disciplina, in ragione del venir meno dei requisiti di formazione specialistica dei conciliatori e di trasparenza, con particolare riferimento alla rendicontazione delle attività svolte (si veda, al riguardo, quanto specificato in seguito in tema di monitoraggio), un organismo è stato cancellato dall'Elenco ADR, mentre un altro organismo è stato cancellato con riferimento a uno dei settori oggetto di iscrizione.

TAV. 10.11 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2024

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio Conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e idrico 1/7/2021 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Plenitude Società Benefit SpA – Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia SpA – Associazioni dei consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC – Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas
Borlaw – Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas 31/5/2016 energia elettrica, gas e idrico
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato INMEDIAR – Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e idrico
Organismo ADR A2A SpA – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e idrico 4/3/2020 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR Acea SpA – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e idrico
S.P.F. Mediazione Srl – Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa Srl – Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e idrico
AccademiADR – Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas 8/8/2018 energia elettrica, gas e idrico
Tota Consulting Srl – Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren SpA – Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, idrico, e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia SpA/ Associazioni dei consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas

(segue)

⁵ Determina 1/DICU/2023 del 27 aprile 2023 e 2/DICU/2023 del 29 giugno 2023.

⁶ Determina 5/DICU/2024 e 6/DICU/2024 del 26 febbraio 2024.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Conciliando Med di Legal Professional Network Srl – Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma Srl – Organismo di mediazione	08/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo Srl – Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e idrico
Conciliaconsumatori Srl – Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 energia elettrica, gas e idrico
Facilita – Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi – Società cooperativa – Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Organismo di mediazione civile e commerciale della Società Umanitaria – Fondazione P.M. Loria denominato "Morris L. Ghezzi" – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e idrico
Concilia Qui Srl – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
A.D.R. Pro Gest Italia Srl – Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.N.GE.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti Srl – Organismo di mediazione	22/2/2021 energia elettrica e gas
Artes Srl – Organismo di mediazione	25/3/2021 energia elettrica, gas e idrico
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	1/6/2021 idrico
Rimedia Srl – Organismo di mediazione	7/1/2022 idrico
Sistema A.R. Mediazione Srl in sigla ARSMEDIA Srl – Organismo di mediazione	2/9/2022 energia elettrica e gas
ADR Conciliazione Srl – Organismo di mediazione	27/4/2023 energia elettrica e del gas
Conciliazione Concordia et Ius Srl – Organismo di mediazione	29/6/2023 energia elettrica, gas, idrico e telecalore

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2023 è, inoltre, proseguita la sopra accennata attività di monitoraggio del mantenimento del requisito della formazione specialistica⁷ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo. Tale attività ha riguardato, in particolare, l'obbligo di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)⁸, attraverso la rendicontazione dell'aggiornamento formativo dei conciliatori preposti dall'organismo di riferimento alla gestione delle procedure ADR.

Per quanto riguarda, invece, il monitoraggio dell'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2023, come di consueto, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il format predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli artt. 141-*quater*, comma 2 e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività da parte degli organismi iscritti in Elenco. Gli organismi sono, inoltre, anche obbligati a pubblicare le relazioni annuali sui

7 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

8 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione Responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza almeno annuale.

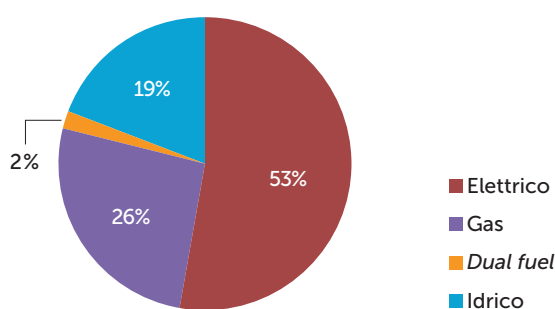
propri siti web (la relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell’Autorità e in quello dell’organismo – conciliazione.arera.it).

Alla data di elaborazione di questo paragrafo, 2 organismi (trasversali) hanno comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione per l’anno 2023, mentre per 3 organismi (trasversali) sono in corso approfondimenti.

Sulla base delle informazioni trasmesse dagli organismi ADR (al netto dei cinque sopra citati e con l’esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo *Il Servizio conciliazione dell’Autorità*), nel 2023 si registra un sensibile aumento del numero totale delle domande ricevute, rispetto all’anno precedente (+ 26%). Nello specifico, su un totale di 1.676 domande (1.327 nel 2022), 1.351 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 940 del 2022) e 325 hanno interessato il settore idrico (386 nel 2022); nessuna afferente al settore del telecalore (1 nel 2022).

Nel 2023 (Fig. 10.19), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (53%), seguito dal settore gas (26%) e dal settore idrico (19%).

FIG. 10.19 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

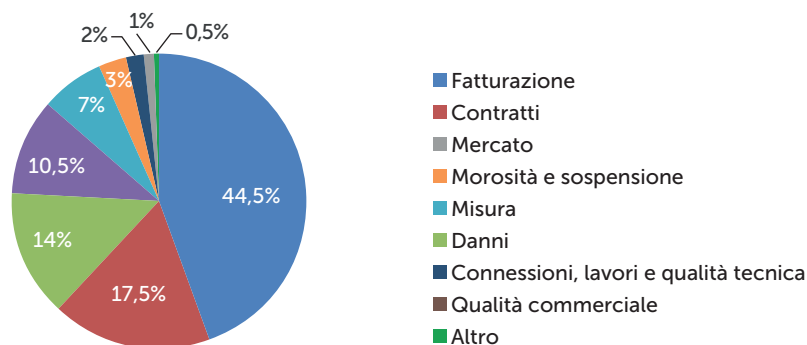
Il 68% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile il 73% delle domande relative ai settori energetici e il 50% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, nel 44% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un’associazione dei consumatori. Più nello specifico, tale percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, che, nella maggioranza dei casi, vengono presentate direttamente da un’associazione dei consumatori (63%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 74% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (es. avvocato o commercialista).

Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2023, continua ad essere la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 44,5% (50% nel 2022) e al 65% (76% nel 2022). Seguono, nei settori energetici (Fig. 10.20), le controversie in tema di contratti (17,5%), mercato (14%), morosità e sospensione (10,5%), misura (7%), danni (3%) e, infine, connessioni e qualità tecnica (2%);

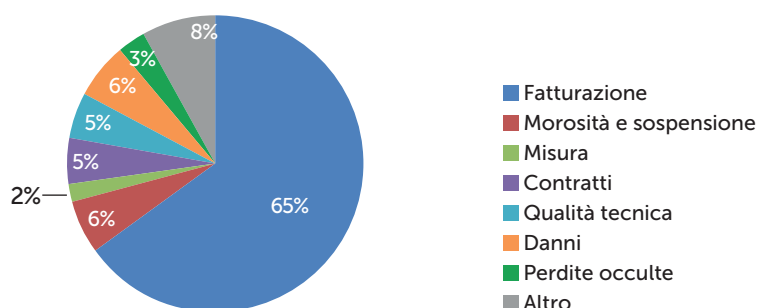
nel settore idrico (Fig. 10.21), quelle relative alla voce "altro" (8%), poi a morosità e sospensione (6%), danni (6%), qualità tecnica (5%) e contratti (5%).

FIG. 10.20 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

FIG. 10.21 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.676 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'88% nel 2023 (84% nel 2022, a fronte di 1.327 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 10.12. La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica).

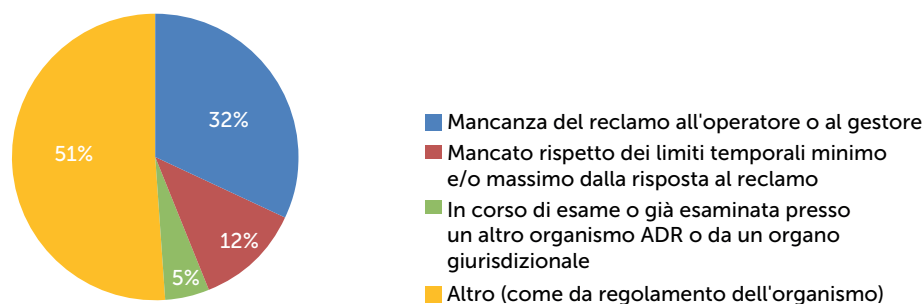
TAV. 10.12 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2023)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elettrico	894	88,5%
Gas	429	96%
Idrico	325	77%
dual fuel	28	78%
Telecalore	0	0%
TOTALE	1.676	88%

Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle relazioni annuali del 2023 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 51% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (32%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (12%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%), come riportato nella figura 10.22.

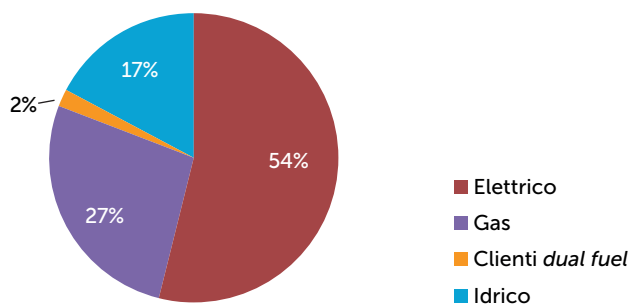
FIG. 10.22 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli Organismi ADR.

Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2023, nell'86% dei casi, si sono concluse nel corso dello stesso anno, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 10.23; con riferimento al restante 14%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2023 (10%) o interrotte (4%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

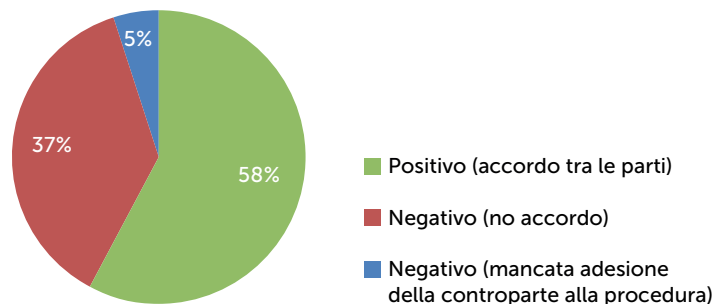
FIG. 10.23 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.24): nel 58% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (70% nel 2022).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR per le quali l'operatore si obbliga a partecipare alle procedure in virtù della sottoscrizione del Protocollo di intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.24 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2023)

Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta dai clienti *dual fuel* (83%); a seguire i settori del gas (71%) ed elettrico (48%); le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 67% dei casi.

Nel 2023, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per l'82% agli organismi ADR di conciliazione paritetica; per quest'ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari al 75%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2023, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 60 giorni in caso di accordo (59 giorni nel 2022), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 54 giorni (rispetto ai 50 giorni del 2022). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

Con la delibera 233/2023/E/com, l'Autorità ha concluso il percorso di graduale estensione del sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie (di cui alla premessa del presente Capitolo), in vigore già dal 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, anche agli utenti finali dei settori idrico e del telecalore. Tale percorso, con riferimento al settore idrico, ha tenuto conto sia delle peculiarità del servizio idrico integrato, anche su base territoriale, sia della progressiva evoluzione della relativa regolazione, nonché delle tempistiche necessarie ai gestori di minori dimensioni per strutturarsi al fine di adempiere agli obblighi informativi previsti dall'Autorità per dare una risposta agli utenti finali, nei casi di controversie che non trovano soluzione con il reclamo (si tratta per lo più di gestioni in forma autonoma da parte di Comuni di piccole o medie dimensioni). In particolare, a partire dal 30 giugno 2023, tutti i gestori del settore idrico sono obbligati, in caso di controversie non risolte con il reclamo, alla partecipazione alle eventuali procedure attivate dagli utenti finali dinanzi al Ser-

vizio conciliazione dell'Autorità⁹; il tentativo di conciliazione, anche per il servizio idrico, è divenuto condizione obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria e l'eventuale accordo sottoscritto costituisce titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lett. b), della legge 481/1995. L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione prevede specifici vincoli informativi; i gestori sono tenuti a indicare, nel proprio sito web, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami non risolutive della problematica, almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali si impegnano a partecipare.

Restano escluse da tale disciplina le controversie afferenti al bonus sociale, che saranno ancora gestite dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente presso Acquirente Unico, mediante il reclamo di seconda istanza, secondo quanto disciplinato dall'allegato B alla delibera 55/2018/E/idr.

I reclami di seconda istanza trasmessi dagli utenti all'Autorità nel primo semestre 2023 sono stati, quindi, gestiti direttamente dallo Sportello, mentre, a partire dal 1° luglio 2023, ad esclusione di quelli aventi ad oggetto il tema bonus, sono stati tutti reindirizzati al Servizio conciliazione, attraverso un riscontro scritto trasmesso sempre dallo Sportello, contenente le informazioni generali sulla regolazione dell'Autorità e sulle modalità di attivazione delle procedure conciliative.

Nel 2023 il numero complessivo di reclami scritti di seconda istanza trasmessi all'Autorità è stato di 7.194; il 96% di questi, pari a 6.871 reclami, ha riguardato argomenti inerenti il bonus sociale idrico e la relativa gestione è stata affidata allo Sportello (si veda al riguardo più diffusamente il paragrafo successivo "Iniziativa a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Oltre al tema bonus, i reclami hanno avuto ad oggetto argomenti legati alla qualità del servizio ed in particolare (Tav. 10.13): la fatturazione (117 reclami, pari al 2% del totale), la qualità tecnica (101 reclami, pari al 1%), la morosità (70 reclami, pari all'1%), la qualità contrattuale del servizio (25 reclami, pari allo 0,3%), gli allacciamenti (10 reclami, pari allo 0,1%).

TAV. 10.13 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico – (2023)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	6.871	96%
Riconoscimento bonus idrico – ritardo procedura	2.884	42%
Mancata erogazione bonus	2.699	39%
Requisiti – soglie ISEE	424	6%
Domande da validare	447	7%
Importo bonus ritenuto errato	152	2%
Domande respinte	197	3%
Altro	68	1%
FATTURAZIONE	117	2%
Conguagli	36	31%

(segue)

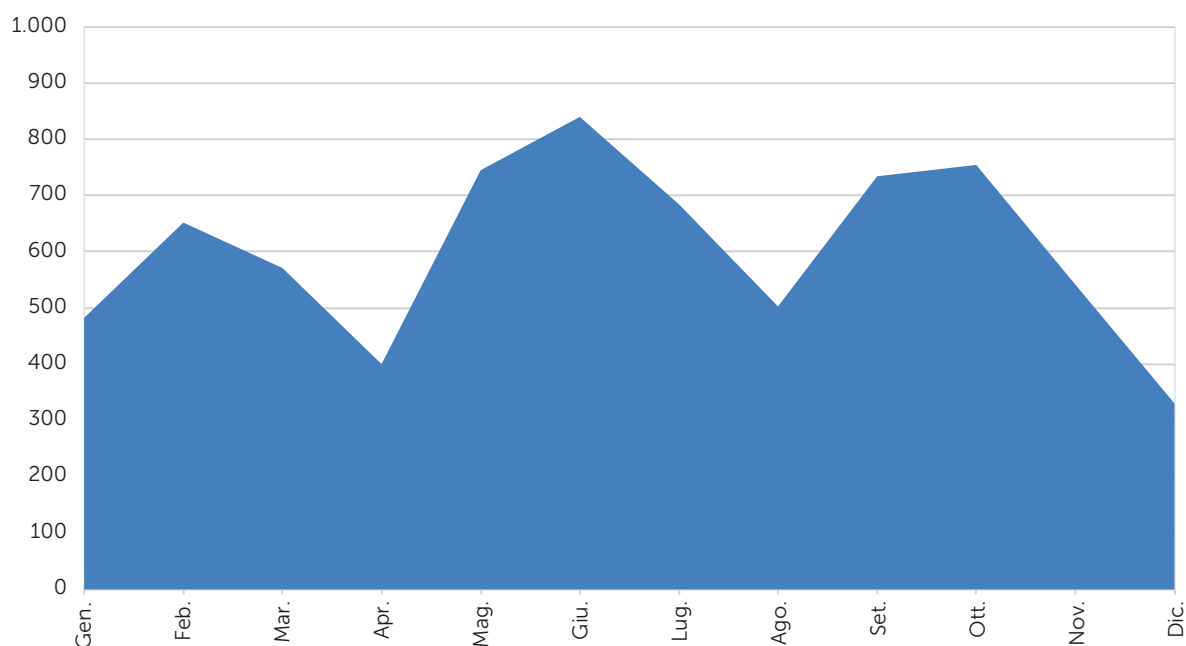
⁹ Ai sensi dell'art. 9, comma 9.4, del Testo Integrato Conciliazione (TICO), allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Consumi	32	27%
Applicazione TICS	13	11%
Trasparenza bolletta	10	9%
Sisma	7	6%
Importi risalenti a 2 anni	7	6%
Rimborsi	4	3%
Periodicità – invio bollette	4	3%
Perdite occulte	3	3%
Rateizzazione	1	1%
QUALITÀ TECNICA	101	1%
Interruzioni	53	52%
Perdite idriche	35	35%
Livelli della pressione	12	12%
Sicurezza	1	1%
MOROSITÀ	70	1%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	25	0,3%
Caratteristiche fornitura	6	24%
Condizioni contrattuali	6	24%
Voltura	6	24%
Cessazione	4	16%
Indennizzi automatici	3	12%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	10	0,1%
Lavori semplici-complessi	5	50%
Attivazione fornitura	3	30%
Costi e preventivi	2	20%
TOTALE	7.194	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

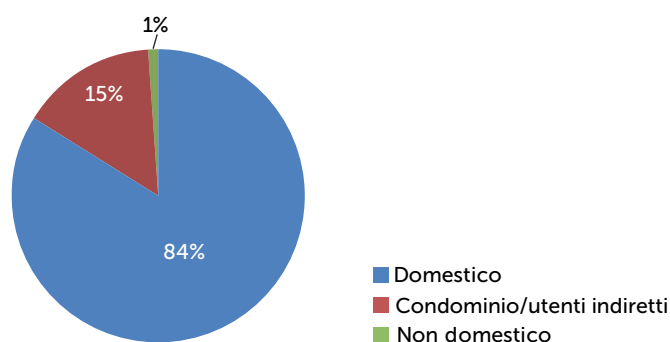
Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva figura 10.25 viene data evidenza della tendenza, su base mensile, dei reclami gestiti dallo Sportello nel 2023. Si evidenzia una progressiva diminuzione del numero di reclami trasmessi dagli utenti a partire dal mese di ottobre 2023, determinata, per lo più, dall'efficientamento del processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico che ha visto la progressiva abilitazione dei gestori a ricevere i flussi informativi da parte del SII.

FIG. 10.25 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nell'84% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 15% utenze condominiali e nel restante 1% utenze non domestiche (Fig. 10.26); le istanze scritte sono state trasmesse prevalentemente via e-mail/PEC (57,9% del totale), per il 40,4 % tramite Portale dello Sportello e le restanti tramite posta ordinaria e fax (1,7%).

FIG. 10.26 Focus tipologia di utenti finali dei reclami (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2023 (Fig. 10.27), si segnala che il 92% ha trovato soluzione attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 7%, riferito al solo tema bonus, è risultato in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2023 (tra questi casi rientrano quelli in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente). Nel rimanente 1% dei casi, il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello, il quale, dopo aver provveduto anche con solleciti, ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per gli eventuali seguiti di competenza.

FIG. 10.27 *Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2023)*

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come riportato più in dettaglio nel sottoparagrafo “Sportello per il consumatore energia e ambiente: l’informazione ai clienti e utenti finali”, sono 140 i reclami ricevuti dallo Sportello nel primo semestre 2023 per i quali quest’ultimo ha provveduto a reindirizzare gli utenti al Servizio conciliazione, unico strumento disponibile post reclamo di primo livello in ragione dell’obbligo partecipativo alle procedure in capo ai gestori interessati.

Ammontano invece a 4.491, nel 2023, le richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all’Autorità. Come i reclami scritti, anche le richieste di informazioni hanno interessato per lo più il tema del bonus idrico (64% del totale), seguito da argomenti legati alla fatturazione (16%), qualità contrattuale (7%) e morosità (5%). Sono risultate, infine, 22 le segnalazioni di utenti e associazioni su possibili disservizi o temi generali relativi al settore, mentre sono state 22 le istanze scritte che lo Sportello ha classificato come di non competenza dell’Autorità, poiché inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

Nel corso del 2023, gli Uffici dell’Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente circa 70 istanze scritte, ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o a segnalazioni sulla mancata applicazione delle disposizioni regolatorie (per lo più in tema tariffario) da parte dei gestori. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, l’Autorità è intervenuta presso i gestori inviando richieste di informazioni e diffidando gli stessi al rispetto della regolazione, coinvolgendo, ove necessario, gli Enti di governo dell’ambito territorialmente competenti.

Nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell’Autorità, quest’ultima è intervenuta con l’adozione di procedimenti di intimazione ad adempiere; in particolare, nel 2023, è stata adottata la delibera 204/2023/E/com, con la quale sono stati intimati 32 gestori al rispetto dell’obbligo di risposta. Nel 2023, inoltre, a seguito dell’attività di monitoraggio dei reclami e delle segnalazioni scritte degli utenti finali, l’Autorità ha adottato 4 provvedimenti sanzionatori che si sono conclusi con l’irrogazione di sanzioni pecuniarie per un importo complessivo pari a circa 750.000 euro.

I reclami nel settore del telecalore

La delibera 233/2023/E/com di estensione del sistema di tutele, già efficace a regime per i settori energetici, ha interessato oltre al settore idrico anche quello del telecalore. Per gli utenti finali di questo settore, a partire dal 30 giugno 2023, nei casi in cui la problematica insorta con l’operatore non sia stata risolta mediante il reclamo

di primo livello, è possibile attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità, alla quale gli operatori hanno l'obbligo di partecipare. Il numero dei reclami scritti trasmessi dagli utenti del settore del telecalore è rimasto sostanzialmente in linea con i volumi gestiti dallo Sportello nel 2022.

In particolare, nel 2023, come anche riportato nel sottoparagrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono state 189 le comunicazioni scritte inviate dagli utenti del settore e di queste, 49 sono state classificate come richieste di informazioni sulla regolazione applicabile al caso di specie e sugli strumenti di tutela post reclamo (reclami reindirizzati in conciliazione), mentre le restanti 140 hanno riguardato aspetti più generali o di non competenza dell'Autorità. Nell'89% dei casi (168) le comunicazioni sono state trasmesse da utenti finali, per il restante 11% (21) l'invio è avvenuto tramite delegati. Il 79% delle istanze scritte ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub-argomenti della fatturazione e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi.

I reclami nel settore dei rifiuti

Con la delibera 28 dicembre 2023, 621/2023/E/rif è stato avviato dall'Autorità un procedimento per la graduale estensione, al settore dei rifiuti urbani, del sistema di tutele per la gestione delle richieste di informazioni, dei reclami e delle controversie dei clienti e utenti finali che, come meglio sopra rappresentato, è ormai operativo a regime anche per il settore idrico e per il telecalore. Il procedimento, coerentemente con quanto avvenuto per i settori energetici e per il settore idrico, terrà conto delle esperienze finora maturate¹⁰, al fine di individuare e tipizzare le problematiche e le controversie descritte dagli utenti, per meglio strutturare gli strumenti di secondo livello (ossia successivi al reclamo all'esercente) più idonei a garantire un efficace sistema di tutele, tenuto conto anche della recente evoluzione del quadro normativo e regolatorio del settore dei rifiuti.

Nel 2023 le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti finali all'Autorità sono state 230; di queste 126 sono state classificate come reclami, 99 come richieste di informazioni (di cui 16 con oggetto il tema bonus TARI) e 2 come segnalazioni.

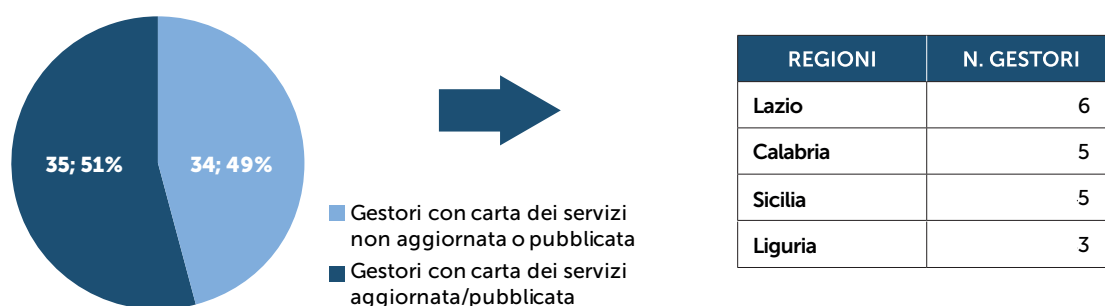
I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (63%) e la qualità del servizio (33%). Con riferimento al tema della qualità del servizio, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2023, è entrato in vigore il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF), approvato dall'Autorità con la delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, con il quale sono stati definiti, tra l'altro, standard minimi e generali in materia di attivazione, variazione e cessazione del servizio nonché per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni scritte degli utenti.

L'attività di monitoraggio dello Sportello ha interessato, dal 2023, anche la pubblicazione, sui siti internet dei gestori, della Carta dei servizi, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale servizio. Le verifiche hanno sinora interessato 69 gestori, destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello; è emerso che il 51% del totale, pari a 35 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 49% dei casi,

¹⁰ Si fa riferimento all'attività sinora svolta dallo Sportello per tale settore, avviata nel 2018 con la delibera 197/2018/R/rif, con cui è stata prevista dall'Autorità una prima gestione delle istanze scritte attraverso il monitoraggio delle comunicazioni degli utenti finali.

pari a 34 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio), la Carta dei servizi non è stata aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità del servizio.

FIG. 10.28 Focus sui gestori del settore rifiuti – Carta dei servizi (aggiornamento 2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

L'evoluzione regolatoria, sia in materia tariffaria che riferita alla qualità contrattuale e di trasparenza del servizio, potrebbe implicare, già a partire dal 2024, un aumento della "domanda" di informazione da parte degli utenti del settore dei rifiuti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il 2023 è stato il terzo anno di attuazione del regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, introdotto dall'articolo 57-bis del decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157 (decreto legge n. 124/2019).

Anche nel 2023, in considerazione del rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas, sono stati numerosi gli interventi del Governo che hanno introdotto importanti novità volte a fornire una crescente tutela e salvaguardia per le famiglie economicamente disagiate. Le modifiche previste hanno, infatti, da un lato incrementato la quantificazione del bonus da erogare, dall'altro esteso la platea dei percettori, innalzando le soglie dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) utili per l'accesso alla compensazione.

Il primo intervento è stato effettuato con la legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) che ha disposto, per il 1° trimestre 2023 (come già accaduto nel corso del 2022), il riconoscimento di una componente compensativa integrativa a carico del bilancio dello Stato (c.d. CCI) per i soli percettori di bonus elettrico e gas, al fine di contenere la spesa energetica per i consumatori, considerato il permanere di tensioni di prezzo sui mercati all'ingrosso. La medesima legge ha disposto, inoltre, l'innalzamento del livello di soglia ISEE, ammettendo a beneficiare della compensazione anche i nuclei familiari la cui attestazione ISEE, rilasciata nel corso del 2023, fosse compresa entro il valore di 15.000 euro. In ultimo, la norma ha introdotto un nuovo principio in base al quale la quantificazione della compensazione, limitatamente all'anno 2023, avrebbe dovuto essere diversificata

a seconda del valore dell'ISEE, in modo da determinare risparmi più elevati per i nuclei familiari con una condizione di disagio economico maggiore. Il Governo ha altresì demandato all'Autorità il compito di articolare e dare attuazione ai principi esposti nella legge n. 197/2023 con interventi regolatori specifici.

L'Autorità, con due successivi provvedimenti (delibere 24 gennaio 2023, 13/2023/R/com e 31 gennaio 2023, 23/2023/R/com), ha pertanto disposto che:

- i bonus sociali elettrico e gas fossero riconosciuti a tutti i nuclei che, nel corso del 2023, avessero ottenuto un'attestazione ISEE non superiore a 15.000 euro e, per garantire che tutti gli aventi diritto potessero beneficiare delle già menzionate componenti CCI per il 1° trimestre 2023, che il periodo di agevolazione, pari a 12 mesi, decorresse per tutti dal 1° gennaio 2023, indipendentemente dalla data di attestazione dell'ISEE;
- il valore soglia dell'ISEE, applicabile dal 1° gennaio 2023 per l'accesso ai bonus sociali per disagio economico, fosse aggiornato a 9.530 euro, in attuazione di quanto disposto dal DM 29 dicembre 2016, che prevede che l'Autorità aggiorni tale valore con cadenza triennale sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento;
- il valore dei bonus venisse differenziato in base al valore dell'ISEE, introducendo una nuova classe di agevolazione, denominata classe d)¹¹, per le attestazioni ISEE il cui valore fosse maggiore di 9.530 euro e non superiore a 15.000 euro, cui attribuire un bonus elettrico e gas pari all'80% della compensazione economica stabilita per i nuclei familiari con ISEE ordinario (entro 9.530 euro).

L'innalzamento a 15.000 euro della soglia ISEE ha consentito di beneficiare del meccanismo automatico a circa 1 milione e mezzo di famiglie, che avevano ottenuto un'attestazione ISEE superiore a 9.530 euro, ma entro la nuova soglia di 15.000. Si ricorda che l'accesso al meccanismo non garantisce l'erogazione del bonus sociale, in quanto il Sistema informativo integrato (SII) è tenuto ad effettuare i controlli sui requisiti di ammissibilità delle forniture potenzialmente agevolabili. Nel 2023 sono stati erogati, quindi, circa 4,5 milioni di bonus elettrici e 3 milioni di bonus gas (si vedano in dettaglio i dati della tavola 10.15); di questi, appartenevano alla nuova classe d) circa 1,5 milioni di clienti elettrici e 1,0 milioni di clienti gas.

Proseguendo nella disamina degli interventi governativi, il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2023, n. 56 (decreto legge n. 34/2023), ha fornito ulteriori disposizioni per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del bonus sociale gas sempre per l'anno 2023. In particolare, è stato previsto l'inserimento, anche per il II trimestre dell'anno 2023, di una componente integrativa, anch'essa a carico del bilancio dello Stato, per aiutare le famiglie a fronte del perdurare dello scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche a livello internazionale. Il richiamato decreto ha inoltre stabilito di estendere, solo per l'anno 2023, il limite della soglia ISEE di accesso alla compensazione anche alle famiglie numerose (con almeno 4 figli a carico), portando il valore soglia da 20.000 a 30.000 euro (classe b-*bis*).

La delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com, recependo quanto disposto dal decreto legge n. 34/2023, ha definito le componenti compensative per il bonus sociale integrativo (CCI) applicabili per il II trimestre 2023 per le diverse classi di titolari di bonus sociale, prevedendo il riconoscimento di un bonus sociale ridotto all'80% per i soggetti appartenenti alla classe d), mentre la successiva delibera 9 maggio 2023, 194/2023/R/com ha introdott-

¹¹ La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE \leq 9.530; la classe b) dai nuclei con $9.530 < \text{ISEE} \leq 20.000$ con 4 (o più) figli, indipendentemente dal fatto che i medesimi nuclei risultino percettori di Rdc/Pdc; la classe c) dai nuclei con ISEE > 9.530 percettori di Rdc/Pdc con meno di 4 figli; la classe d) dai nuclei familiari con $9.530 > \text{ISEE} \leq 15.000$ e infine la classe b)-*bis* dai nuclei con $20.000 < \text{ISEE} \leq 30.000$ e con 4 (o più) figli.

to la nuova classe di aventi diritto al bonus con riferimento alle famiglie numerose (fissando il limite di accesso all'agevolazione della soglia ISEE a 30.000 euro).

Si sintetizza di seguito nella tavola 10.14 la configurazione delle soglie di accesso e del valore percentuale dei bonus sociali relativi al 2023.

TAV. 10.14 Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2023

Tipo bonus	Soglia ISEE (euro)	Soglia ISEE (euro) famiglie numerose	Valore bonus sociale
Elettrico/gas	9.530	30.000	100%
	15.000	-	80%
Idrico	9.530	20.000	100%

Fonte: ARERA.

L'articolo 57-*bis* della legge 19 dicembre 2019, n. 157 prevede che l'Autorità stipuli una Convenzione convenzione con ANCI al fine di garantire la gestione dei bonus sociali i cui beneficiari non risultino identificabili attraverso procedure automatiche. Come noto, il bonus sociale per disagio fisico, riconosciuto ai soggetti che utilizzano apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, viene riconosciuto in presenza di apposita attestazione rilasciata dalle Aziende Sanitarie Locali (ASL) territorialmente competenti. Per l'accesso al bonus il cliente è tenuto a presentare apposita domanda al Comune di residenza del titolare della fornitura (o del soggetto presso cui dimora il malato). Per garantire continuità nell'erogazione di tale bonus, attraverso il sistema SGAta gestito dell'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), l'Autorità ha pertanto provveduto a rinnovare la Convenzione già in essere con ANCI fino al 31 agosto 2024, con l'emanazione di due successivi provvedimenti (delibera 28 febbraio 2023, 83/2023/R/com e delibera 3 agosto 2023, 358/2023/R/com).

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, come emerge dai dati che seguono, il processo di riconoscimento della compensazione ha subito dei rallentamenti rispetto ai bonus erogati nei settori energetici. Tale ritardo è riconducibile, in parte, ad alcune peculiarità del settore idrico (il SII non è direttamente collegato ai gestori idrici e quindi non è popolato con le informazioni relative alle utenze idriche come accade invece per quelle dei settori energetici) e, in parte, alle criticità emerse in fase di implementazione dei sistemi, dovute sia ai molti adempimenti richiesti ai gestori lato *privacy*, sia alle difficoltà incontrate dai gestori di piccole dimensioni per problematiche tecniche di gestione dei flussi da e verso il SII. Infatti, oltre all'accreditamento al SII, i gestori idrici sono tenuti alla sottoscrizione dell'accordo di nomina e all'invio della valutazione di impatto sulla protezione dei dati (c.d. DPIA¹²) che dovrà essere successivamente approvata dall'Autorità al fine di consentire al SII di inviare i flussi funzionali all'erogazione del bonus (si veda al riguardo l'attività dell'RDP).

Su un totale di 1.625 gestori accreditati all'anagrafica dell'Autorità (ATID) alla fine del 2023, ne risultano accreditati al SII 661 e di questi, alla data del 31 dicembre 2023, ne sono stati abilitati alla ricezione dei flussi funzionali all'erogazione del bonus 509. A fronte di questi numeri, che possono sembrare contenuti, si evidenzia che i gestori attualmente in regola con gli adempimenti relativi all'accreditamento al sistema informativo integrato sono

12 DPIA, *Data Protection Impact Assessment*, prevista dall'art. 35 del menzionato Regolamento UE. I gestori di minori dimensioni (generalmente Comuni), che non effettuano trattamenti di dati su larga scala ai sensi del quadro normativo di riferimento in materia di *privacy*, sono stati esentati dall'obbligo di predisposizione della relativa DPIA.

prevalentemente quelli di maggiori dimensioni, tanto che la popolazione residente nei territori di competenza di questi gestori copre oltre il 90% della popolazione nazionale.

Ulteriori interventi regolatori si sono resi necessari poiché, in questi primi anni di applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale, sono emerse, soprattutto dall'analisi dei reclami inviati da clienti/utenti finali allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, alcune criticità applicative che hanno reso opportuna l'introduzione di modifiche alle modalità operative di riconoscimento dei bonus, al fine di favorire l'erogazione dei bonus sociali a tutti gli aventi diritto.

In particolare, con la delibera 28 dicembre 2023, 622/2023/R/com, l'Autorità ha modificato e integrato alcune delle disposizioni contenute nella delibera istitutiva del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale (delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com), prevedendo, fra l'altro, la possibilità per il SII di riesaminare una pratica di bonus, nei casi in cui emerga che le cause di mancata erogazione della compensazione non siano imputabili ai clienti finali, nonché la modifica dei tempi di messa a disposizione del bonifico domiciliato gas che i clienti possono ritirare presso Poste Italiane, portandoli a 5 anni (ossia fino al termine di prescrizione del diritto). Ulteriori modifiche regolatorie hanno riguardato la riduzione di un mese dei tempi di erogazione del bonus in bolletta, prevedendo che il venditore eroghi il bonus nella prima fattura utile senza dover attendere che l'importo erogato venga anticipato dalla società di distribuzione e, ancora, la possibilità di erogare il bonus idrico in tutti i casi in cui il gestore del servizio idrico integrato non si sia accreditato al SII (o non abbia completato gli adempimenti in materia di *privacy*) con un'erogazione effettuata direttamente dal gestore idrico stesso.

Con la medesima delibera 622/2023/R/com, l'Autorità ha altresì rivisto i criteri ordinari di aggiornamento delle compensazioni per disagio economico, settori elettrico e gas, rispetto a quanto precedentemente previsto dalla delibera 63/2021/R/com. In particolare, sono stati introdotti nuovi criteri di calcolo volti a garantire, a tutela dei clienti, maggiore trasparenza, stabilità e prevedibilità della compensazione. A tal fine, è stato confermato l'attuale meccanismo di aggiornamento dei bonus ordinari che prevede una frequenza annuale, introducendo un nuovo meccanismo di calcolo che poggia sui medesimi criteri di stima della spesa annua futura (quotazioni *forward* annuali) già adottati per la predisposizione della spesa media annua indicata nel Portale offerte dell'Autorità e nelle Schede di confrontabilità¹³.

Inoltre, per i soli clienti finali di gas naturale, la spesa di riferimento annua viene calcolata tenendo conto della distribuzione geografica dei beneficiari di bonus tra i diversi ambiti tariffari (in coerenza con i dati pubblicati e resi disponibili sul sito internet dell'Autorità). Infine, per i clienti che utilizzano il gas anche per uso di riscaldamento, è stata introdotta un'erogazione dei bonus modulata su base trimestrale, al fine di favorire una maggiore coerenza tra la spesa effettivamente sostenuta dal cliente e la compensazione applicata nelle corrispondenti bollette.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico

Per effetto del riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto, nonché degli interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione intervenuti nel 2023, il numero complessivo di beneficiari di

¹³ La scheda sintetica prevista dal Codice di condotta commerciale di cui all'allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com e s.m.i.

bonus sociali per disagio economico è significativamente aumentato rispetto agli anni precedenti, come evidenziato nella tavola 10.15: rispetto al 2022, infatti, i beneficiari nel 2023 sono cresciuti nella misura del 21,5%-23,1%.

TAV. 10.15 Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2019-2023)

	REGIME DI ACCESSO "A DOMANDA" DEL NUCLEO FAMILIARE INTERESSATO			
	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO ECONOMICO	
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/2019 e delibere attuative ARERA)				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
2022 (**)	3.766.105	(*)	2.441.158	6.207.263
2023 (***)	4.576.621	(*)	3.005.197	7.581.818
Variazione % 2023/2022	21,5%		23,1%	22,1%

(*) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema SGAt. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.

(**) Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), e d)

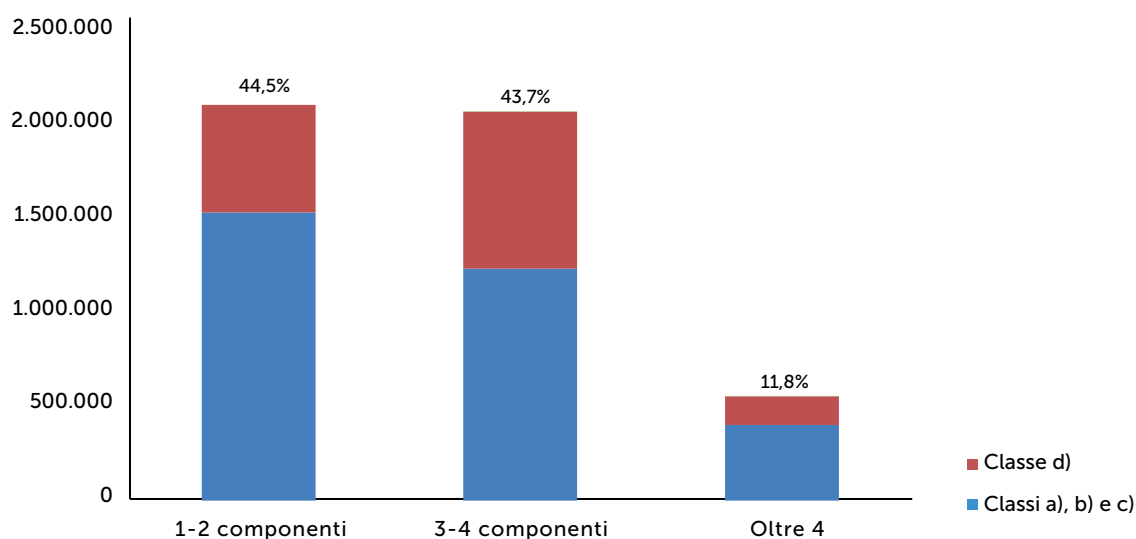
(***) Nel 2023 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), d) e b-bis (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2023).

Fonte: SII.

L'importo erogato stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 1.427 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 716 milioni di euro per i bonus gas diretti¹⁴.

¹⁴ Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2023 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

FIG. 10.29 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)

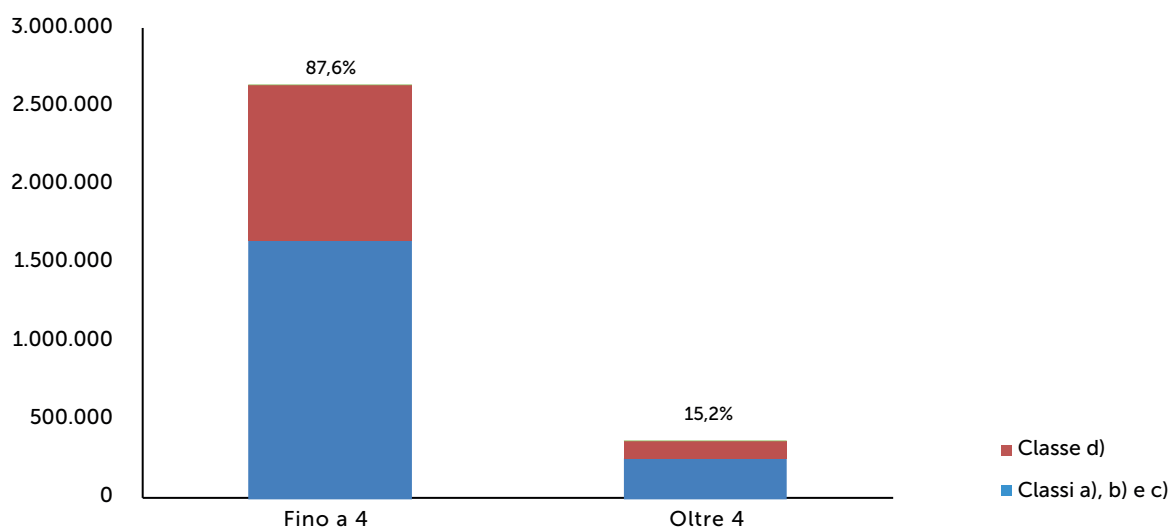


Fonte: elaborazioni su dati SII.

Per quanto riguarda il bonus elettrico, 3.068.671 bonus sono relativi alle classi a), b), e c), 1.506.448 alla classe d) e 1.502 alla classe b)-bis. La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 21,5%.

Per quanto riguarda il bonus gas, 1.906.557 bonus sono relativi ai nuclei delle classi a), b), e c), e 1.097.397 relativi ai nuclei della classe d) e 1.243 ai nuclei della classe b) bis. La platea dei percettori del bonus gas è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 23,1%.

FIG. 10.30 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

La ripartizione dei nuclei familiari beneficiari nelle diverse categorie, in cui vengono differenziati gli importi di bonus riconosciuti, rimane stabile rispetto all'anno precedente in termini di numerosità del nucleo familiare, con una netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per il bonus elettrico sia per il bonus gas.

Per quanto riguarda i clienti gas, la ripartizione in base alla zona climatica¹⁵ di localizzazione della fornitura mostra una prevalenza di beneficiari nelle zone climatiche C e E, nelle quali è localizzato il 62,33% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione.

Per quanto attiene al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 56,4% dei casi (erano il 57,1% nel 2022), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 43,5% dei casi (erano 42,8% nel 2022) e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,1%)¹⁶.

Per quanto riguarda i bonus gas riconosciuti ai clienti indiretti (per utilizzo di riscaldamento condominiale), come disposto dalla determina 24 gennaio 2022, 2/2022 – DACU, sono state inviate da Acquirente unico oltre 6,1 milioni di comunicazioni, di cui circa 3 milioni a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale (la quota rimanente di 3,1 milioni di lettere riguarda, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche al bonus gas per riscaldamento).

Per poter ottenere il bonus sociale, i destinatari di tali comunicazioni devono dichiarare di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, il relativo PDR e le ulteriori informazioni richieste funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII previste dalla delibera 63/2021/R/com. In caso di esito positivo dei controlli, il cliente riceve il bonus sociale gas in un'unica soluzione mediante bonifico domiciliato. Il bonifico viene erogato da Poste Italiane su mandato di CSEA. Il nucleo familiare riceve una lettera con le istruzioni per la riscossione del bonifico che può essere effettuata in uno qualsiasi degli sportelli di Poste Italiane fino alla data di scadenza dell'agevolazione.

Con la delibera 622/2023/R/com, l'Autorità ha disposto che la scadenza dei bonifici domiciliati messi a disposizione dei clienti sia fissata a 5 anni, in modo tale che sia agevolata la riscossione da parte dei clienti finali (negli anni passati circa il 30% dei bonifici messi in pagamento non veniva riscossa entro la scadenza).

Nella gran parte dei casi, sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità (99,7% nell'elettrico e 99,8% nel gas).

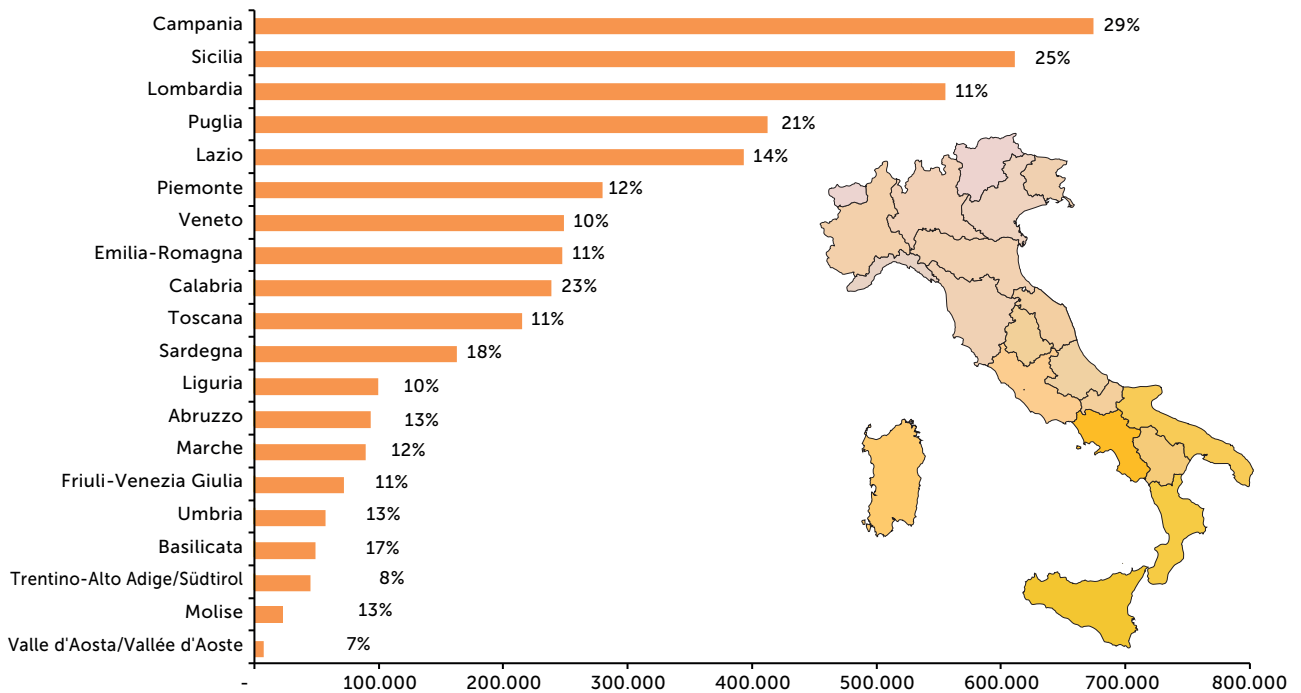
In un numero molto limitato di casi (0,3% per l'elettrico e 0,2% per il gas) il mancato riconoscimento del bonus è connesso all'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione.

¹⁵ Sono le zone climatiche sulla base delle quali sono determinati i periodi di accensione degli impianti di riscaldamento, definite dall'articolo 2 del DPR 26 agosto 1993 n. 412 e s.m.i.

¹⁶ Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati, offre ai clienti un tempo più lungo per l'incasso del bonifico rispetto alle procedure ante automatismo e la rendicontazione dipende dagli effettivi incassi.

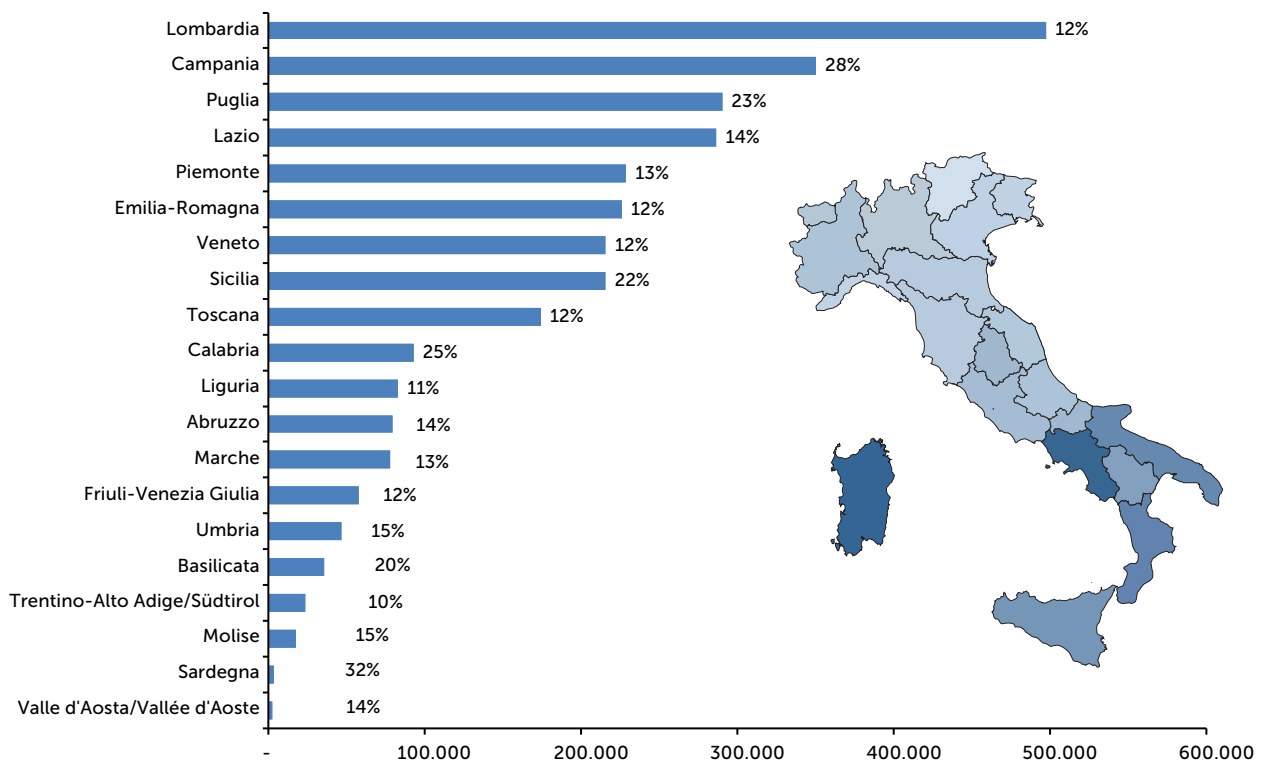
Le due figure 10.31 e 10.32 mostrano la distribuzione regionale dei bonus elettrici e dei bonus gas diretti per disagio economico complessivamente riconosciuti per l'anno 2023 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della singola regione.

FIG. 10.31 Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2023)



Fonte: SII.

FIG. 10.32 Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2023)



Fonte: SII.

Complessivamente è stato erogato un numero maggiore di bonus elettrici e gas nelle regioni del Sud (32,67% e 28,80%) rispetto alle altre macroaree del Paese (Tav. 10.16). La percentuale minima di bonus gas erogati si riscontra nelle isole, aree meno metanizzate.

TAV. 10.16 Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) (2023)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale bonus erogati	20,53%	13,40%	16,48%	32,67%	16,92%
Bonus gas % su totale bonus gas erogati	27,02%	17,41%	19,49%	28,80%	7,28%

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

(B) Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa l'1,4% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: elaborazione su dati SII.

Ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico

L'evoluzione degli importi del bonus elettrico per disagio economico erogati nei diversi trimestri del 2023 è illustrata nelle tavole 10.17 e 10.18; per facilitare una corretta lettura di questi valori è utile illustrare sinteticamente i principi di calcolo adottati:

- in attuazione delle disposizioni normative, nel corso dei primi tre trimestri del 2023, il bonus riconosciuto ai clienti rientranti nelle classi a), b) e c) è stato calcolato come somma di un bonus base (di importo costante e invariato rispetto al 2022) e di una CCI (calcolata in modo tale da minimizzare le variazioni di spesa media per i clienti beneficiari e, quindi, variabile in funzione del prezzo medio e dei consumi previsti nel trimestre);
- ai clienti beneficiari rientranti nella classe d) sono stati riconosciuti valori di bonus ridotti all'80% di quanto riconosciuto ai clienti rientranti nelle classi a), b) e c);
- i criteri di calcolo dei bonus sono cambiati nel quarto trimestre 2023, in attuazione di quanto disposto dal decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificazioni dalla legge 27 novembre 2023, n. 169 (decreto legge n. 131/2023); tale decreto ha infatti previsto che tornassero ad essere applicati i criteri vigenti fino al terzo trimestre 2021, ossia l'erogazione del bonus base aggiornato (escludendo, pertanto, la CCI) integrato con un contributo straordinario a favore dei clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico.

Per quanto riguarda i bonus sociali erogati nel quarto trimestre 2023 è utile precisare che i valori del bonus elettrico sono stati aggiornati calcolando la spesa energetica che sarebbe stata sostenuta nel corso del quarto trimestre 2023, per ogni tipologia di cliente beneficiario e poi calcolando, rispetto a questa, le riduzioni di spesa definite nella normativa di riferimento (30% della spesa per elettricità al lordo delle tasse)¹⁷. I valori del contributo straordinario (indicato nel seguito anche come CCS), invece, sono stati calcolati sulla base della somma complessivamente stanziata dal Governo (pari a 300 milioni) e dei criteri indicati nel decreto legge n. 131/2023¹⁸.

17 Trattandosi di una variazione intervenuta in corso d'anno, tale aggiornamento è stato espresso sotto forma di incremento del bonus ordinario (aggBo) già in vigore fino al terzo trimestre 2023. Tale incremento è stato indicato come "aggBO" nelle tabelle allegate alla delibera 429/2023/R/com; le compensazioni applicabili nel quarto trimestre 2023 sono dunque pari alla somma tra la quota parte della compensazione per bonus ordinario (espressa in €/anno/POD) e aggBO (espressa in €/trim/POD).

18 L'art. 1, comma 1, del decreto legge n. 131/23 ha previsto la definizione di un contributo "crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per il medesimo bonus sociale", "ripartendo nei 3 mesi l'onere complessivo di cui al comma 3 in base ai consumi attesi".

Con la delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com si è proceduto anche a definire, per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, in attuazione all'art. 3 del decreto legge n. 34/2023, come modificato dall'art. 1, comma 8, del testo del decreto legge n. 131/2023, i valori del contributo straordinario crescenti in proporzione alla dimensione del nucleo familiare.

TAV. 10.17 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (1)	II TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (2)	III TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (3)	IV TRIMESTRE 2023 BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS) (4)
DESCRIZIONE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS)
1-2 componenti	182,70	49,14	50,60	98,44
3-4 componenti	236,70	59,15	61,64	127,88
Oltre 4 componenti	265,50	64,61	67,16	143,52

(1) delibera 735/2022/R/com.

(2) delibera 134/2023/R/com.

(3) delibera 297/2023/R/com.

(4) delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.18 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2023 (1)	II TRIMESTRE 2023 (2)	III TRIMESTRE 2023 (3)	IV TRIMESTRE 2023 (4)
DESCRIZIONE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS)
1-2 componenti	145,00	39,13	40,48	90,16
3-4 componenti	189,00	48,23	49,31	117,39
Oltre 4 componenti	214,40	52,78	53,73	131,74

(1) Delibera 23/2023/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Analogamente al bonus elettrico, anche i valori del bonus gas per disagio economico, illustrati nelle tavole 10.19 e 10.20, sono stati calcolati in modo differenziato per ciascun trimestre del 2023 (dal primo al terzo trimestre come somma di bonus base e CCI) e per le due classi di ISEE indicate in precedenza (superiore o inferiore a 9.530

euro, per i nuclei con meno di 4 figli), riconoscendo alla seconda classe un bonus pari all'80% rispetto al bonus ordinario assegnato alla prima classe¹⁹.

Nel quarto trimestre, venendo meno l'integrazione fornita dalle CCI, come già sopra descritto per il bonus elettrico, i valori del bonus gas sono stati aggiornati sulla base dei criteri ordinari indicati dalla normativa, differenziando l'entità della compensazione (pari al 15% della spesa per il gas al netto delle tasse) in funzione delle diverse categorie di clienti, distinte tra loro in base al numero di componenti del nucleo familiare, dall'uso che si fa del gas (acqua calda sanitaria e/o cottura cibi, uso riscaldamento, oppure entrambi i tipi di utilizzo) e dalla zona climatica in cui è localizzata la fornitura.

TAV. 10.19 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2023

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04
u=R	Riscaldamento	171	180	234	279	336,6	10,92	11,83	15,47	20,02	24,57	11,04	11,96	15,64	20,24	24,84	11,96	21,16	31,28	53,36	62,56
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	235,8	244,8	298,8	343,8	401,4	18,2	20,02	25,48	27,3	34,58	18,4	19,32	23	27,6	32,2	23	32,2	42,32	64,4	73,6
Famiglie oltre 4 componenti (j=2)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	30,94	30,94	30,94	30,94	30,94	23	23	23	23	23	16,56	16,56	16,56	16,56	16,56
u=R	Riscaldamento	184,5	207	272,7	345,6	418,5	10,92	14,56	19,11	24,57	32,76	11,04	14,72	19,32	24,84	33,12	12,88	23,92	37,72	65,32	78,2
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	277,2	299,7	365,4	438,3	511,2	22,75	27,3	30,94	33,67	43,68	20,24	23,92	28,52	34,04	42,32	29,44	40,48	54,28	81,88	94,76

(1) Delibera 735/2022/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.20 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2023

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/trimestre per punto di riconsegna)		I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	20,02	20,02	20,02	20,02	20,02	13,98	13,98	13,98	13,98	13,98	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
u=R	Riscaldamento	136,8	144	187,2	223,2	269,1	9,1	9,1	12,74	16,38	20,02	8,83	9,57	12,51	16,19	19,87	9,2	16,56	24,84	42,82	46,68
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	189	196,2	239,4	275,4	321,3	14,56	16,38	20,02	21,84	27,3	14,72	15,46	18,4	22,08	25,76	18,4	25,76	34,04	51,52	58,88
Famiglie oltre 4 componenti (j=2)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	73,8	73,8	73,8	73,8	73,8	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88
u=R	Riscaldamento	147,6	165,6	217,8	276,3	334,8	9,1	11,83	15,47	20,02	26,39	8,83	11,78	15,46	19,87	26,5	10,12	19,32	30,36	52,44	62,56

(segue)

¹⁹ In attuazione all'art. 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022 n. 197.

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/trimestre per punto di riconsegna)	I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
	Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
u=ACR Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	189	239,4	292,5	351	408,6	18,2	21,84	24,57	27,3	34,58	16,19	19,14	22,82	27,23	33,86	23,92	32,2	43,24	65,32	75,44

(1) delibera 23/2023/R/com.

(2) delibera 134/2023/R/com.

(3) delibera 297/2023/R/com.

(4) delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus idrico per disagio economico

Per quanto riguarda il settore idrico, nel 2023 sono stati riconosciuti 2.298.812 bonus sociali a fronte di 461.334 bonus riconosciuti nel 2020, ultimo anno di applicazione del precedente sistema a domanda, con un incremento pari al 398%. Nel corso del 2023 è proseguita, inoltre, l'erogazione dei bonus di competenza degli anni pregressi (1,6 milioni e 1,9 milioni, rispettivamente, per il 2021 e per il 2022) non erogati a causa degli adempimenti in materia di privacy e dell'implementazione dei meccanismi di gestione dei flussi.

Il rilevante incremento dei bonus erogati è riconducibile agli interventi regolatori effettuati dall'Autorità nel corso del 2023, al fine di consolidare il processo applicativo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico, e alle azioni mirate di accompagnamento per favorire l'accreditamento di tutti i gestori idrici al SII, inclusi quelli di minori dimensioni.

Il bonus per disagio fisico

Il bonus elettrico per disagio fisico è una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai nuclei familiari in cui è presente un componente che utilizza apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita. Poiché l'accesso al bonus elettrico per disagio fisico non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/2019, per usufruirne occorre presentare apposita domanda, accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, e che indichi il tipo di apparecchiatura utilizzata e le ore di utilizzo giornaliero. L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di/delle apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle dodici fasce di compensazione previste. Le tre fasce di utilizzo sono ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata della fornitura.

Al 31 dicembre 2023 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 64.828, in aumento del 24,2% rispetto all'anno precedente (Tav. 10.21).

TAV. 10.21 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2018-2023)

	CLIENTI TITOLARI DI BONUS PER DISAGIO FISICO
2018	35.903
2019	41.068
2020	41.046
2021	41.967
2022	52.176
2023	64.828
Variazione % 2022/2023	24,24%

Fonte: SGAté.

La tavola 10.22 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus per disagio fisico registrata nell'anno 2023 con quella registrata nell'anno precedente; risultano in lieve diminuzione i percettori delle fasce fino a 3 kW di potenza, in diminuzione quelli della fascia minima con 4,5 kW di potenza. In lieve aumento, invece, considerando nel complesso tutte le potenze le fasce minime (fino a 600 kWh/anno) e medie (consumo compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno).

TAV. 10.22 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2022 e 2023)

	2022			2023		
	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	57,48%	18,72%	12,15%	57,15%	18,52%	11,70%
Da 3,5 kW	6,49%	2,63%	2,29%	7,02%	2,87%	2,38%
Da 4 kW	0,01%	0,01%	0,01%	0,03%	0,02%	0,01%
Da 4,5 kW	0,11%	0,06%	0,03%	0,17%	0,07%	0,05%
TOTALE	64,09%	21,42%	14,48%	64,37%	21,48%	14,14%

Fonte: SGAté.

Con le delibere 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, 134/2023/R/com, 28 giugno 2023, 297/2023/R/com e 429/2023/R/com l'Autorità ha definito l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per i quattro trimestri del 2023. Con l'ultima delle summenzionate delibere, analogamente a quanto sopra descritto per i bonus elettrici e gas, l'Autorità ha proceduto ad aggiornare i valori del bonus per disagio fisico per il quarto trimestre 2023 applicando i criteri ordinari, cioè ponendoli pari alla spesa energetica per l'extra consumo indotto dalle apparecchiature salvavita, differenziato in funzione della potenza impegnata e della fascia di consumo legato al tipo di apparecchiatura. Rispetto ai valori di bonus base vigenti in precedenza, si registrano variazioni di entità molto variabile a seconda del profilo considerato, in modo non sempre proporzionale alla variazione intervenuta nei prezzi dell'energia elettrica; tale apparente anomalia si spiega con il fatto che questo

ricalcolo completo viene effettuato per la prima volta dopo l'attuazione della riforma delle tariffe domestiche (intervenuta gradualmente tra il 2016 e il 2020), che ha eliminato la struttura progressiva delle componenti tariffarie. Per alcune tipologie di clienti in condizioni di disagio fisico si è dunque verificato che l'incremento dei prezzi dell'energia fosse più che compensato dalla riduzione di spesa legata all'eliminazione della progressività. Ciò nonostante, l'Autorità ha ritenuto opportuno, per il quarto trimestre, non apportare alcuna variazione e mantenere le compensazioni inalterate, ossia i valori del bonus ordinario uguali a quelli del trimestre precedente. La tavola 10.23 indica i valori del bonus per disagio fisico in vigore per l'anno 2023, la componente ordinaria, la componente integrativa CCF e l'aggiornamento aggBO.

TAV. 10.23 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2023)

Extra consumo rispetto a utente tipo (2700/kWh/anno)		I trimestre 2023 (1)	II trimestre 2023 (2)	III trimestre 2023 (3)	IV trimestre 2023 (4)
€/trimestre per punto di prelievo		Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + aggiornamento (aggBO)
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	99,00	59,15	59,80	47,84
	3,5 kW	111,60	74,62	78,20	57,96
	4,0 kW	117,00	81,90	88,32	60,72
	da 4,5 kW in su	169,20	137,41	146,28	111,32
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	171,90	91,91	93,84	80,96
	3,5 kW	180,00	102,83	106,72	86,48
	4,0 kW	185,40	111,02	117,76	90,16
	da 4,5 kW in su	240,30	169,26	179,40	140,76
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	248,40	128,31	130,64	120,52
	3,5 kW	253,80	136,50	141,68	123,28
	4,0 kW	260,10	145,60	152,72	126,04
	da 4,5 kW in su	311,40	200,20	210,68	170,20

(1) Delibera 735/2022/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Con la delibera 11 aprile 2023, 153/2023/R/com è stata data attuazione alle disposizioni del DPCM 15 marzo 2023, attuativo dell'articolo 14-bis del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2022, n. 25 – Fondo per il sostegno delle famiglie delle persone con malattia grave che utilizzano energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita. Tali disposizioni hanno previsto l'erogazione di un contributo *una tantum*, per punto di prelievo, ai percettori di bonus per disagio fisico alla data del 31 dicembre 2022, per forniture elettriche con livelli di potenza uguale o superiori a 3,5 kW e con intensità e utilizzo di apparecchiature salvavita posizionati nelle fasce media (fra 600 e 1200 kWh) e massima (oltre 1200 kWh). L'importo stanziato dal DPCM 15 marzo 2023 è stato ripartito tra i soggetti

interessati, e sono state date disposizioni agli operatori di corrispondere i contributi *una tantum* nella prima fattura utile (Tav. 10.24).

TAV. 10.24 *Ammontare del contributo una tantum per i clienti in condizione di disagio fisico (€/punto di prelievo) di cui al DPCM 15 marzo 2023*

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2700/KWH/ANNO)	POTENZA DELLA FORNITURA AGEVOLATA	CONTRIBUTO UNA TANTUM IN ATTUAZIONE DEL DPCM 15 MARZO 2023 (€/PUNTO DI PRELIEVO) (1)
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190

(1) Delibera 153/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate nel Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici. Tra gli argomenti che nel 2023 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche in regime di tutela per i clienti domestici, rientrano la definizione delle disposizioni regolatorie in materia di rimozione dei servizi in regime di tutela per i clienti domestici non vulnerabili, con focus sulla transizione al nuovo regime e alle relative condizioni di fornitura, e la revisione della regolazione in materia di trasparenza delle bollette per i servizi elettrico e gas.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2023 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità²⁰.

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2023, in via prioritaria, la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale offerte da parte di Acquirente unico, come stabilito dalla legge concorrenza 2017²¹. In attuazione di quanto previsto dalla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, la copertura dei costi del Portale è avvenuta in base ai provvedimenti con i quali l'Autorità ha determinato i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo, e i relativi conguagli, per le diverse attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avalimento²².

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2023, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate dal Ministro delle imprese e del made in Italy, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'elenco istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra tali soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, che copre il triennio 2023-2025 in continuità con un analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2023, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 6.925 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 6.232 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 693 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2023-2025, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 39 sportelli territoriali (a fronte dei 35 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2023, gli sportelli hanno registrato complessivamente 32.082 contatti con i consumatori per richieste di informazione o assistenza, che hanno dato

20 Ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con legge 14 maggio 2005, n. 80, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro delle imprese e del made in Italy su proposta dell'Autorità stessa. La norma è stata modificata da ultimo con il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, che ha previsto all'articolo 14, tra l'altro, il trasferimento del Fondo sanzioni, e delle relative competenze, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

21 Legge 4 agosto 2017, n. 124; articolo 1, comma 64.

22 Delibera 14 marzo 2023, 101/2023/A; delibera 20 giugno 2023, 274/2023/A.

luogo, in caso di richieste di assistenza, all'avvio di 9.603 specifiche azioni (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione, ricorsi giurisdizionali) nei confronti di soggetti esercenti il servizio.

Nel corso del 2023, l'Autorità ha inoltre proposto al Ministro delle imprese e del made in Italy, con la delibera 21 novembre 2023, 527/2023/E/com, la conferma in via definitiva della procedura per il finanziamento delle attività di realizzazione e gestione del Portale Offerte di cui alla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, fatti salvi gli adeguamenti che potranno rendersi necessari in relazione a eventuali future modifiche del quadro normativo di riferimento; la proposta è stata approvata dal Ministro con decreto 14 dicembre 2023.



CAPITOLO

11



**VIGILANZA, SANZIONI
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale o deliberando specifiche campagne di vigilanza a fronte di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Per questo tipo di attività l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini conoscitive, sopralluoghi ispettivi e controlli documentali.

Nel 2023 sono state effettuate le prime attività operative in collaborazione con l'Arma dei Carabinieri, ai sensi del Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma, siglato nel 2022.

Inoltre, sono proseguite le attività di controllo svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo di intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, la Guardia di Finanza fornisce un contributo significativo alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze.

Qualora dalle attività di controllo emergano casi di non conformità alle disposizioni regolatorie, l'Autorità adotta i conseguenti provvedimenti a carattere prescrittivo e/o sanzionatorio nei confronti degli operatori. Gli esiti di tali attività rilevano anche ai fini dell'eventuale revisione delle discipline regolatorie, in un processo volto al continuo miglioramento delle norme che si fonda sull'esperienza acquisita nella loro applicazione.

Relativamente all'anno 2023, l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di attività ispettive, sia di attività di controllo documentale che ha consentito di controllare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

Più in dettaglio, l'attività di vigilanza è stata svolta nel 2023 attraverso:

- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come il corretto funzionamento dei mercati, la tutela dei consumatori (*bonus sociale*) e la sicurezza e la qualità del servizio;
- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas in materia di procedure di *fuel mix disclosure*, nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità.

Inoltre, nel corso dell'anno sono state adottate le delibere 16 maggio 2023, 205/2023/E/com e 12 dicembre 2023, 581/2023/E/com che hanno determinato le penalità, previste dalla delibera 592/2021/R/com per favorire la partecipazione dei venditori di energia elettrica e gas naturale a processi regolari e trasparenti di definizione delle dinamiche dei prezzi, a carico degli operatori che non avevano trasmesso all'Autorità i prezzi medi applicati ai clienti rispettivamente nel secondo semestre 2022 e nel primo semestre 2023.

È proseguita infine l'attività di monitoraggio dello stato delle gestioni nei settori regolati attraverso l'Anagrafica operatori, anche per mezzo di approfondimenti condotti a livello comunale grazie alle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti).

Verifiche ispettive

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi. Nel 2023, il numero delle ispezioni effettuate è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente.

Attraverso le verifiche con sopralluogo sono stati condotti accertamenti in nuovi campi d'indagine, con particolare attenzione al segmento della vendita *retail* dell'elettricità e del gas per quanto attiene sia alla tutela del consumatore (*bonus* sociale) sia ai processi commerciali (vulture massive); è stato mantenuto l'obiettivo di un adeguato presidio di controllo sulla qualità del servizio, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (pronto intervento gas, controlli sugli incentivi economici alla sicurezza nel servizio di distribuzione del gas, qualità del servizio di trasmissione elettrica); sono stati inoltre effettuati controlli presso imprese già precedentemente sanzionate per verificare che non avessero violato la medesima regolazione.

Due verifiche ispettive (quelle in materia di vulture massive) sono state svolte, per la prima volta, con la collaborazione dell'Arma dei Carabinieri e, le rimanenti, con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2019	2020	2021	2022	2023
Tutela dei consumatori	6	1	1	4	3
Tariffe e <i>unbundling</i>	11	-	-	2	-
Qualità del servizio	89	36	16	17	19
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	1	5	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	3	3	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	9	5	-	-	-
TOTALE	119	50	19	25	24
<i>Di cui con la collaborazione di:</i>					
Arma dei Carabinieri	-	-	-	-	2
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	119	50	19	25	22
Stazione sperimentale per i combustibili	64	27	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 *Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo*

ARGOMENTO	2019	2020	2021	2022	2023
Tutela dei consumatori					
Bonus sociale					1
Impegni ripristinatori	2	-	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi alla vendita	4	1	-	1	-
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	-	-	1	-	
Crediti non incassati da distributori elettrici per oneri generali di sistema	-	-	-	2	
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	-	-	1	2
Tariffe e unbundling					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	9	-	-	-	
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	2	-	-	-	
Tariffe di distribuzione e misura del gas	-	-	-	2	
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	6	-	-	3	
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	-	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	64	27	-	-	
Incentivi della sicurezza gas	5	3	8	4	5
Servizio di pronto intervento gas	13+CT ^(A)	5+CT ^(A)	7+CT ^(A)	10+CT ^(A)	13
 Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	1	3	2		
Volture	-	-	-		2
Sistema informativo integrato	-	2	-		
Switching elettrico				1	
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico				1	
Connessione degli impianti di produzione					
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	3	3	-		
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	-	-	-		
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	9	5	-		
TOTALE	119	50	19	25	24

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione dell'Arma dei Carabinieri nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività ("vulture massive")

Nel periodo novembre 2023-dicembre 2023 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 3 ottobre 2023, 435/2023/E/gas, nei confronti di imprese di vendita del gas in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tale attività, con particolare attenzione ai processi commerciali richiesti al gestore del SII¹ e all'attivazione dei servizi di ultima istanza (con riferimento al servizio FUI²). Le verifiche sono state svolte da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari dell'Arma dei Carabinieri ai sensi del Protocollo di intesa fra le due istituzioni (si veda il Capitolo 2, "Rapporti istituzionali e *accountability*").

Le verifiche si sono rese necessarie in quanto, nel corso delle ricorrenti attività di monitoraggio del mercato e dell'attività di vendita del gas naturale, sono emerse situazioni in cui, per un numero significativo di PdR, si sono verificati processi massivi di voltura, talvolta in concomitanza con l'attivazione del servizio di fornitura di ultima istanza. Nell'ambito delle medesime circostanze sono stati riscontrati anche significativi casi di attivazione del servizio di *default* trasporto³.

In esito alle verifiche, svolte presso una piccola impresa e una media impresa di vendita, in funzione dei loro ruoli di controparte commerciale e utente della distribuzione per i PdR coinvolti nelle volturazioni anomale, sono emerse diverse condotte illegittime e, in particolare:

- l'esecuzione di vulture massive di contratti di fornitura di gas prevalentemente domestici mediante l'instaurazione dei PdR a pochi soggetti di comodo, avvenuta in violazione degli obblighi informativi a carico della preesistente controparte commerciale, nell'imminenza del trasferimento dei PdR al fornitore di ultima istanza (FUI);
- la fatturazione del gas agli ex clienti finali, senza che gli stessi avessero avuto contezza dell'attivazione del servizio FUI e da parte di un'impresa che non risultava essere attiva come controparte commerciale, in violazione delle disposizioni di accreditamento al SII;
- l'esecuzione di *switching* irregolari, che hanno comportato la cessazione del servizio FUI in assenza dei previsti contratti di fornitura con un nuovo venditore;
- la mancata o parziale erogazione del *bonus* sociale;
- il parziale pagamento del servizio di *default* trasporto erogato da Snam Rete Gas.

1 Il Sistema informativo integrato (SII) è il sistema istituito ai sensi della L. 129/2010 presso Acquirente unico per gestire i flussi informativi fra i soggetti che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei processi trattati denominata Registro centrale ufficiale o RCU.

2 Il Servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) è il servizio previsto per garantire la fornitura ai clienti finali che si trovino, anche temporaneamente, senza un fornitore di gas naturale: per cause diverse dalla morosità del cliente finale con riferimento ai: (i) punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici, inclusi i clienti vulnerabili; (ii) punti di riconsegna relativi a condomini con uso domestico e con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno; (iii) punti di riconsegna per usi diversi e con consumo non superiore a 50.000 S(m³)/anno; per qualsiasi causa con riferimento alle utenze relative ad attività di servizio pubblico. Il fornitore di ultima istanza (FUI) è individuato in esito a procedure concorsuali indette da Acquirente unico per ambiti macro-regionali.

3 Il Servizio *default* trasporto (SdT) è il servizio erogato dall'impresa maggiore di trasporto finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna della rete che restino privi dell'utente del trasporto e del bilanciamento (il soggetto che si approvvigiona di gas per rivenderlo all'utente della distribuzione, che a sua volta è il soggetto che vende il gas ai clienti finali o alla controparte commerciale che ha i rapporti con i clienti finali). Il SdT si attiva con riferimento ai prelievi effettuati, in assenza del relativo utente del bilanciamento dai clienti finali titolari di punti di riconsegna sulla rete di trasporto per i quali:

(i) sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI;

(ii) non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI ovvero, pur sussistendo tali requisiti, ne sia impossibile l'attivazione. Il SdT ha durata transitoria e dura fino all'attivazione del FUI per i clienti di cui al precedente punto (i), ovvero fino a quando il nuovo venditore scelto dal cliente finale conclude un nuovo contratto di trasporto per il relativo punto di riconsegna, per i clienti di cui al precedente punto (ii).

Per le due imprese è stato proposto l'avvio di un procedimento a carattere sanzionatorio. L'esito delle verifiche è sintetizzato nella tavola 11.3.

TAV. 11.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività (novembre-dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa e una media impresa di vendita di gas.	Verifica della corretta applicazione della normativa relativa alla gestione dei processi commerciali presso il SII e all'attivazione dei servizi di ultima istanza del gas.	Riscontrate, presso due imprese, irregolarità in materia di voltore, switching, bonus sociale; fatturazione ai clienti finali non conforme; pagamento parziale del servizio default trasporto. Richiesto l'avvio di un procedimento sanzionatorio per entrambe le società.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un venditore in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico

Nel mese di dicembre 2023 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 31 ottobre 2023, 489/2023/E/eel, con la quale l'Autorità ha approvato il programma di quattro verifiche, nei confronti di imprese di vendita, in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico⁴.

Le verifiche ispettive hanno ad oggetto il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico di cui alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com e ai relativi allegati; il provvedimento reca le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei *bonus* sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. Inoltre, l'allegato B alla delibera 63/2021 prevede per le imprese obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII riguardanti la numerosità e l'importo dei *bonus* erogati ogni bimestre.

Oltre alla delibera 63/2021/R/com, i controlli hanno avuto ad oggetto i seguenti provvedimenti:

- la delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, recante modifiche e integrazioni alla delibera 63/2021/R/com in tema di modalità di corresponsione di eventuali ratei pregressi dei *bonus*;
- la Bolletta 2.0, allegato A alla delibera dell'Autorità 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, recante criteri per la trasparenza delle bollette per i consumi di elettricità e/o di gas distribuito a mezzo di reti urbane;
- la delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com, recante disposizioni relative alla fatturazione di periodo, indennizzi a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione e ulteriori obblighi in capo alle suddette imprese, in tema di misura;

⁴ Il *bonus* sociale elettrico è stato istituito dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in attuazione dell'art. 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266; negli anni successivi la normativa primaria ha introdotto anche il *bonus* gas e quello idrico. È un regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati e/o in gravi condizioni di salute. Il *bonus*, a decorrere dal 1/1/2021 è riconosciuto senza necessità di richiesta da parte dei beneficiari (per il *bonus* elettrico per disagio fisico è ancora necessario fare richiesta). Con la delibera 63/2021/R/com l'Autorità ha definito le modalità applicative del nuovo regime di riconoscimento automatico dei *bonus* sociali per disagio economico.

- la delibera 27 dicembre 2018, 712/2018/R/com, recante interventi a seguito delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione elettronica in ordine alla Bolletta 2.0, al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e al Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale.

Nella prima verifica, svolta nel mese di dicembre nei confronti di una grande società di vendita, sono emersi alcuni aspetti di possibile non conformità relativi agli obblighi di rendicontazione al SII degli importi di *bonus* erogati ai clienti finali e al mancato e/o ritardato rimborso di alcune note di credito contenenti importi di *bonus* sociale. Gli esiti definitivi sono in fase di valutazione.

Le 3 rimanenti verifiche previste dalla delibera 489/2023, da svolgere entro il termine del 31/12/2024, sono state programmate già nei primi mesi del 2024.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.4.

TAV.11.4 *Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di erogazione del bonus sociale elettrico (dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione della regolazione in materia di erogazione del <i>bonus</i> sociale (delibera 63/2021).	Esiti in fase di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo gennaio-dicembre 2023 sono state effettuate cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio, tese alla verifica della correttezza dei dati di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti per l'anno 2020, ai sensi della RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅⁵, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione. La RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅ prevede che gli incentivi (premi e penalità) siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

Nel mese di gennaio è stata effettuata l'ultima delle cinque verifiche previste dalla delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, nei confronti di una media impresa di distribuzione e da cui sono emerse alcune violazioni alla RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅, sia da parte della società ispezionata, sia da parte della capogruppo; pertanto, sono stati avviati due procedimenti di carattere sanzionatorio nei confronti delle due imprese, rispettivamente con determina DSAI 8/2023/gas e DSAI 9/2023/gas. Le violazioni contestate all'impresa, inoltre, hanno comportato il man-

⁵ Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

cato rispetto di obblighi di servizio, da tenere in considerazione in fase di determinazione dei premi e delle penalità.

Con delibera 20 giugno 2023, 268/2023/E/gas, l'Autorità ha approvato il programma di 5 verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio, con riferimento ai dati dell'anno 2021, da effettuarsi entro il 30 giugno 2024. Nel 2023 sono state effettuate, nei confronti di 4 medie imprese di distribuzione, le verifiche ispettive che hanno avuto tutte esito non conforme, per cui saranno avviati i relativi procedimenti di carattere sanzionatorio. Le violazioni contestate, inoltre, hanno comportato il mancato rispetto di obblighi di servizio per tre delle quattro imprese assoggettate a verifica, da tenere in considerazione in fase di determinazione dei premi e delle penalità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.5.

TAV. 11.5 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	<p>Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per una media impresa di distribuzione del gas e per la sua capogruppo, in attuazione della verifica ispettiva svolta ai sensi della delibera 87/2022/E/gas. Avviati due procedimenti a carattere sanzionatorio. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità.</p> <p>Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per quattro medie imprese, in attuazione delle verifiche ispettive svolte ai sensi della delibera 268/2023/E/gas. Proposti i relativi avvii sanzionatori. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità per 3 delle 4 imprese.</p>

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo marzo-ottobre 2023 sono state effettuate 13 verifiche ispettive ai sensi della delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas per le quali nel corso dei controlli telefonici effettuati ai sensi della delibera 382/2022, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, sono stati riscontrati esiti non conformi⁶.

⁶ I controlli telefonici hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si svolge,

Le 13 verifiche sono state effettuate presso una grande impresa, tre medie imprese e nove piccole imprese di distribuzione del gas. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle disposizioni in materia di pronto intervento di cui alla RQDG²⁰²²⁻²⁰²⁵. In particolare, si è verificata la presenza dei seguenti elementi:

- recapiti telefonici con linea fissa dedicati esclusivamente al servizio di pronto intervento;
- strumenti tali da assicurare la registrazione garantita delle chiamate telefoniche;
- registrazione vocale (per imprese distributrici di gas naturale) di tutte le chiamate telefoniche ricevute e autonomia di almeno 24 ore del centralino in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica esterna;
- pubblicazione e comunicazione dei recapiti telefonici di pronto intervento;
- istruzioni di sicurezza fornite dall'operatore di centralino al chiamante in caso di segnalazione di dispersione;
- procedure operative aggiornate a linee guida e norme tecniche e assolvimento degli obblighi di formazione e informazione del personale.

In esito alle verifiche sono state riscontrate alcune violazioni della RQDG per tutte le imprese assoggettate al controllo. Con le determinate DSAI/14/2023/gas, DSAI/16/2023/gas, DSAI/18/2023/gas, DSAI/21/2023/gas, DSAI/22/2023/gas, DSAI/24/2023/gas, DSAI/26/2023/gas, DSAI/1/2024/gas, DSAI/2/2024/gas, DSAI/3/2024/gas e DSAI/4/2024/gas sono stati avviati i primi procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese responsabili delle violazioni.

In esito a due verifiche ispettive presso una media impresa e presso una piccola impresa sono state anche riscontrate alcune criticità con riferimento agli obblighi in materia di separazione funzionale ed è già stato avviato un procedimento sanzionatorio, con determina DSAI/17/2023/gas nei confronti della media impresa per l'accertamento di possibili violazioni al TIUF. Per la piccola impresa è in fase di valutazione l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

Inoltre, alla verifica ispettiva effettuata presso una delle 13 imprese ha preso parte anche una ulteriore impresa, titolare, in forza di una cessione di ramo d'azienda, dell'attività di distribuzione gas, per parte del periodo oggetto dell'ispezione, attraverso gli impianti in precedenza nella titolarità dell'altra impresa; l'avvio di procedimento sanzionatorio è stato proposto anche nei confronti dell'ulteriore impresa ed effettuato con determina DSAI/27/2023/gas.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.6.

in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

TAV. 11.6 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-ottobre 2023)

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici (avviati nel 2022): 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verifiche ispettive presso 13 imprese con esito non conforme dei controlli telefonici.
Verifiche ispettive in esito ai controlli telefonici (effettuate nel 2023): una grande, tre medie e nove piccole imprese distributrici di gas.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso una grande, tre medie e nove piccole imprese distributrici di gas. Avviati undici procedimenti sanzionatori, due in fase di valutazione. Avviato un procedimento sanzionatorio, in tema di sicurezza, anche nei confronti di una impresa non ricompresa tra quelle individuate ma che è intervenuta nel corso della verifica. Avviato un procedimento per violazioni del TIUF nei confronti di una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2023 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 25 luglio 2023, 328/2023/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio.

L'allegato A alla delibera 567/2019/R/eel ("Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023" o "TIQ.TRA") ha definito, per il periodo 2020-2023, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e, in particolare, al titolo 2, la "Regolazione premi penalità della qualità del servizio di trasmissione", in funzione del raggiungimento o meno degli obiettivi di miglioramento per il sotto-indicatore (ENSR-RTN) che misura l'energia non servita a seguito di eventi di interruzione con disalimentazione di utenti per cause riconducibili all'operato del gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) e per alcuni tipi di eventi eccezionali; non è invece sottoposto a regolazione incentivante il sotto-indicatore ENSR-ALTRI, relativo all'energia non fornita per utenti AT a seguito di disalimentazioni con origine nella rete rilevante non RTN o nella RTN-FSI (già di proprietà delle Ferrovie dello Stato) o nei siti utenti indirettamente connessi alla RTN ai sensi della delibera 567/2019/R/eel.

Le operazioni di verifica hanno avuto a oggetto la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni relative al 2022 e del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati da Terna all'Autorità nell'anno 2023, ai sensi della regolazione vigente.

Nel corso della verifica ispettiva non sono state riscontrate non conformità nella registrazione degli eventi interruttivi e pertanto l'ammontare dei premi riconosciuti previsti dalla regolazione risulta confermato.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 11.7.

TAV. 11.7 *Verifica ispettiva nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio (ottobre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi

Nel periodo marzo–giugno 2023 sono state effettuate le rimanenti due verifiche ispettive previste dalla delibera 5 luglio 2022, 298/2022/E/com, che ha approvato il programma di 3 verifiche nei confronti di operatori regolati sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori, attualmente conclusi, con riferimento alle sole condotte successivamente tenute dai medesimi al fine di accertare l'effettività della c.d. funzione special-preventiva delle sanzioni irrogate dall'Autorità.

Le verifiche hanno lo scopo di accertare l'effettività della funzione special-preventiva che i provvedimenti sanzionatori e prescrittivi dovrebbero dispiegare (ovvero dissuadere chi viene sanzionato dal commettere un nuovo illecito in futuro). L'effettuazione delle verifiche ispettive è connessa all'esigenza, pertanto, di verificare se, successivamente all'irrogazione di una sanzione per violazione della regolazione dell'Autorità, i soggetti sanzionati abbiano nuovamente violato la medesima regolazione.

La prima verifica ispettiva effettuata nel maggio 2023, ai sensi della delibera 298/2022, è stata svolta nei confronti di un piccolo Comune esercente il servizio di distribuzione del gas naturale e aveva lo scopo di accertare l'avvenuta predisposizione, a seguito di ordine prescrittivo dell'Autorità, di procedure operative aggiornate e conformi alla regolazione in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. L'esito della verifica è stato non conforme e ha consentito di accertare violazioni della RQDG in materia di pronto intervento gas, che sono state oggetto di un provvedimento sanzionatorio avviato con determina 12/2023.

La seconda verifica è stata svolta presso un gestore di medie dimensioni del servizio idrico e aveva lo scopo di verificare le motivazioni del mancato invio all'Autorità di documentazione probatoria correlata ad una precedente verifica ispettiva in materia di tariffe idriche d'ufficio, che aveva condotto ad un procedimento sanzionatorio e prescrittivo. La documentazione avrebbe dovuto attestare la restituzione alle utenze degli scostamenti tra le

tariffe applicate e le tariffe determinate d'ufficio per gli anni 2012-2015, ovvero il fatto che i suddetti scostamenti fossero stati ricompresi nelle componenti di conguaglio del calcolo tariffario MTI-3 secondo le modalità prescritte dal provvedimento, nonché la restituzione alle utenze di importi dei depositi cauzionali non conformi alla regolazione. L'esito della verifica è in fase di valutazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.8.

TAV. 11.8 *Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (marzo-giugno 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa di distribuzione di gas naturale (Comune) e un gestore del servizio idrico di medie dimensioni.	Controllo su soggetti già sanzionati dall'Autorità, al fine di accertare che non sia stata violata la medesima regolazione.	Esito non conforme per un Comune. Avviato procedimento sanzionatorio in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Esiti in fase di valutazione per un gestore idrico di medie dimensioni.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base di analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere anche propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si può avvalere della collaborazione della Guardia di Finanza.

Verifiche e controlli documentali effettuati dalla Guardia di Finanza sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Tenuto conto che le agevolazioni alle imprese a forte consumo di elettricità constano di una partita economica rilevante, il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici, al fine di mantenere il presidio in tema di requisiti di accesso alle agevolazioni, in prosecuzione dei controlli disposti sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) per richiedere le agevolazioni, per il 2018 con la delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel e per gli anni 2019 e 2020 con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, gli Uffici dell'Autorità hanno messo a disposizione, nel mese di novembre 2023, al Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, in forza della collaborazione attivata ai sensi del punto 8 della delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, nonché ai sensi dell'art. 4 del Protocollo di intesa tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, che disciplina l'interscambio di dati e di notizie utili al perseguimento delle finalità collaborative, l'elenco delle imprese energivore disponibile sul Portale Energivori gestito da CSEA, integrato con i dati fiscali dichiarati dalle imprese ai fini dell'agevolazione dell'anno 2023 (relativi agli esercizi 2019 e 2021), per l'effettuazione, da parte del suddetto Nucleo, di un'analisi preliminare delle posizioni di circa 3.200 imprese. I nuovi controlli saranno quindi disposti all'inizio del 2024 e comporteranno, in particolare, l'effettuazione degli approfondimenti in contraddittorio in relazione alle imprese, individuate anche

sulla base dell'attività di analisi preliminare del Nucleo, per le quali si confermi la presenza di irregolarità nelle dichiarazioni.

Verifiche documentali svolte in avvalimento del GSE nei confronti di imprese esercenti le attività di vendita ai clienti finali di energia elettrica in materia di *fuel mix*⁷

Nell'ambito dell'obiettivo strategico OS3 – *Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti*, ed in particolare *...la verifica ...della corrispondenza delle comunicazioni in materia di fuel mix in bolletta con i relativi dati forniti dal GSE* – ai sensi della delibera 28 giugno 2022, 275/2022/E/eel, nel 2023 sono state effettuate, in avvalimento del GSE, le verifiche documentali in materia di *fuel mix* che hanno interessato oltre 400 operatori nel settore della vendita di energia elettrica, identificati in base a un esame preliminare della loro conformità ad alcuni adempimenti disposti dalla regolazione.

Le verifiche hanno riguardato i seguenti aspetti:

- adempimento da parte delle imprese agli obblighi procedurali (comunicazione dei dati sul portale del GSE);
- adempimento agli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali (pubblicazione dei dati del *fuel mix* nazionale e d'impresa sulle bollette, nei documenti pre-contrattuali, sui siti internet) e verifica della correttezza dei dati comunicati;
- corretto annullamento delle garanzie di origine (GO), anche dal punto di vista quantitativo, in presenza di offerte di vendita di energia rinnovabile.

L'attività svolta dal GSE ha consentito di rilevare criticità diffuse negli adempimenti previsti in materia di *fuel mix* da parte dei soggetti obbligati. La violazione più grave riscontrata riguarda il mancato rispetto dell'obbligo di approvvigionamento e di annullamento di una quantità di GO pari all'energia elettrica venduta come rinnovabile; per tale violazione è prevista l'apertura di un procedimento sanzionatorio. Inoltre, sono stati riscontrati casi di mancata comunicazione al GSE dei quantitativi di energia rinnovabile venduta, di annullamento delle GO tramite soggetti terzi e di mancata comunicazione agli utenti delle informazioni sul *fuel mix*.

Dopo le interlocuzioni col GSE, le imprese hanno ampiamente incrementato la conformità alla regolazione.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021

La delibera 22 novembre 2022, 599/2022/E/com ha disposto l'effettuazione di verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, nei confronti di un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021.

⁷ *Fuel mix* (o *mix energetico*) è l'insieme di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita dalle imprese di vendita ai clienti finali.

I controlli previsti dalla delibera 599/2022 hanno l'obiettivo di verificare la correttezza delle informazioni fornite dalle imprese nei conti annuali separati (CAS). La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com. I soggetti regolati sono tenuti alla compilazione e alla trasmissione all'Autorità dei CAS, redatti sulla base delle specifiche tecniche recate dal manuale di contabilità regolatoria. Inoltre, i soggetti che sono tenuti a comunicare ai fini tariffari i dati relativi al capitale investito, debbono produrre, in sede di raccolta dei dati RAB, un prospetto di riconciliazione tra gli incrementi di immobilizzazioni dichiarati nei CAS e quelli ricompresi nella RAB. È inoltre prevista la possibilità di verificare, anche a campione, l'economicità degli investimenti e la loro compatibilità con l'efficienza e la sicurezza del sistema.

Nel corso del 2023 le attività sono state avviate con l'invio delle prime richieste di informazioni agli operatori individuati come soggetti dell'indagine: un'impresa di trasporto del gas naturale, 4 imprese di distribuzione del gas naturale e 3 distributori di energia elettrica, selezionati applicando i criteri previsti dal provvedimento (imprese aventi oltre 25.000 PoD nel settore elettrico, alle quali si applica il regime tariffario individuale e oltre 50.000 PdR nel settore gas). Nel primo stadio dei controlli, alle imprese sono stati richiesti chiarimenti in ordine ai dati trasmessi nonché l'invio, ove non già effettuato, del prospetto di riconciliazione della movimentazione degli investimenti dichiarati nei CAS con gli incrementi patrimoniali ricompresi nella RAB.

I controlli proseguiranno oltre il 31 marzo 2024, termine inizialmente previsto dalla delibera 599/2022, in seguito alla proroga dei controlli documentali e alla loro estensione ad un'ulteriore impresa di trasporto del gas, un'impresa di stoccaggio del gas naturale e un'impresa di rigassificazione del gas naturale liquefatto, come previsto dalla delibera 26 marzo 2024, 98/2024/E/com. Per il secondo stadio dei controlli verrà richiesta alla Guardia di Finanza la disponibilità a prestare supporto operativo nell'espletamento della collaborazione.

Controlli documentali con la collaborazione della Guardia di Finanza per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel 2023 l'attività di recupero del contributo è stata indirizzata alle annualità 2018 e 2019 verso soggetti dei settori regolati che sono risultati inadempienti al versamento.

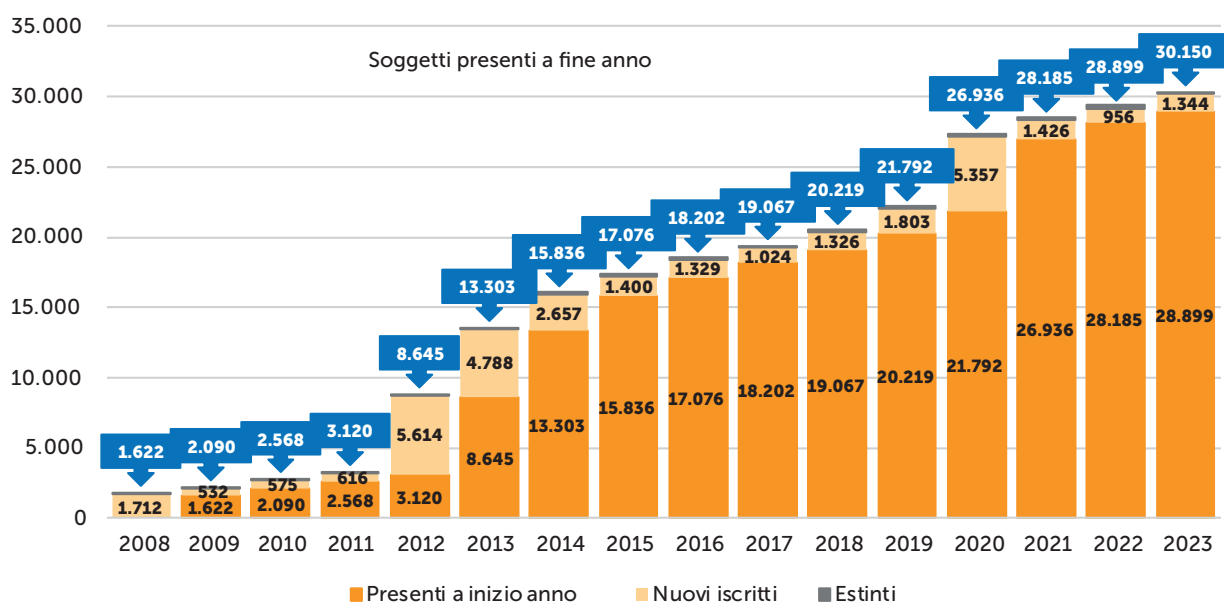
L'attività, svolta come sempre con il supporto di militari del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, si è articolata in una prima parte di attività tesa all'emersione di potenziali evasori, individuati ponendo a confronto le informazioni acquisite da diverse banche dati, incluse quelle in dotazione alla Guardia di Finanza; la fase successiva è sviluppata a partire da un'analisi dei ricavi conseguiti dai soggetti, per proseguire con la determinazione e la comunicazione al soggetto dell'importo da versare. Con delibera 26 settembre 2023, 414/2023/E/com è stato intimato ai soggetti, ancora inadempienti successivamente all'invio di avvisi bonari, di regolarizzare la loro posizione per l'annualità 2018. Il mancato adempimento all'intimazione consente all'Autorità di avviare l'iter per la riscossione coattiva, mediante iscrizione a ruolo presso l'Agenzia delle entrate.

Con riferimento ai controlli sostanziali, tesi a verificare la correttezza della base imponibile, sono stati selezionati, e sono oggetto di verifica, alcuni operatori di dimensione medio-grande che hanno dichiarato di avere conseguito significative quote di ricavi da escludere dalla base imponibile, rispetto al totale dei ricavi presenti a bilancio.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2023 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori (AO) è cresciuto di circa 1.300 unità, mentre poco meno di 100 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2023 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato 30.000 unità (Fig. 11.1). Dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 32.459 soggetti, mentre 2.309 si sono estinti.

FIG. 11.1 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati^(A)



(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.

Fonte: Anagrafica operatori.

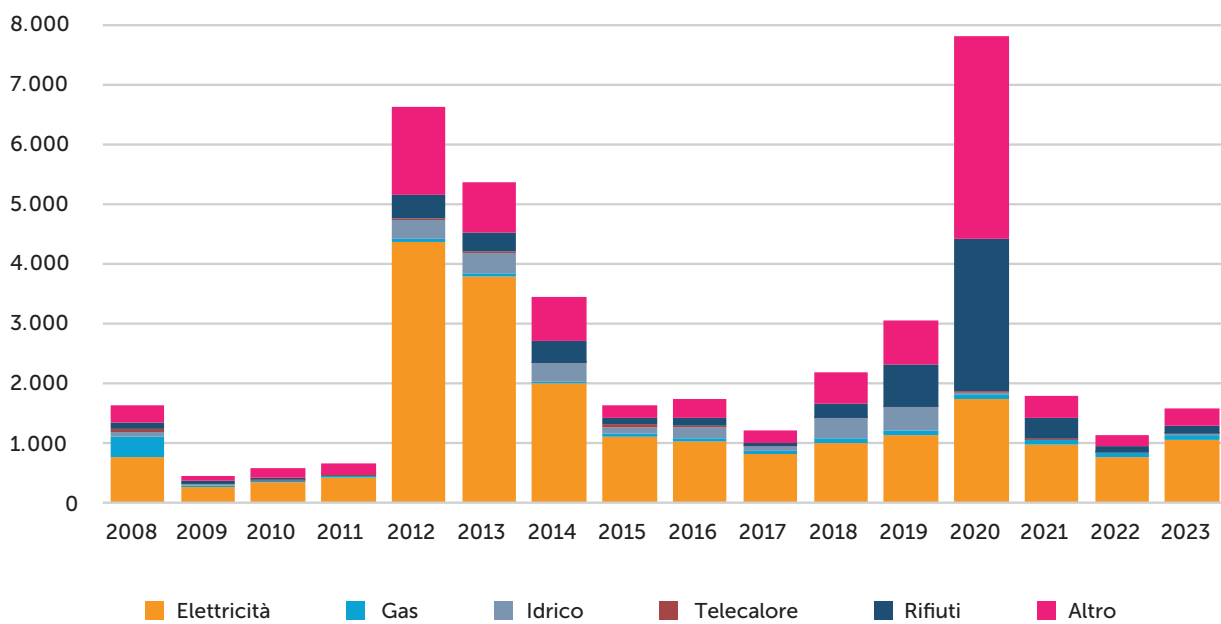
L'incremento del numero di iscritti è avvenuto nel corso del tempo anche in virtù dell'allargamento delle competenze dell'Autorità a nuovi settori e, di conseguenza, degli obblighi di iscrizione per i soggetti che vi operano. Tali obblighi, infatti, sono stati posti in capo nel 2012 ai soggetti operanti nel settore idrico, nel 2015 a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento e nel 2019 a quelli operanti nei rifiuti urbani. Negli anni menzionati (e in quelli immediatamente successivi) l'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica ai soggetti che svolgono attività nel settore idrico e nei rifiuti (con riferimento sia ai gestori dei singoli servizi, compresi i Comuni che operano in economia sia agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali), ha prodotto le più ampie ondate di incremento degli iscritti (+10.400 tra il 2012 e il 2013, +7.200 circa tra il 2019 e il 2020).

Nel 2023 gli incrementi maggiori si sono registrati nel settore elettrico (1.055 nuove unità), nei rifiuti (128 nuove unità) e nella categoria "Altro" che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in AO pur non operando nella gestione di servizi regolati (es. enti di governo d'ambito, enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria comprende, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'AO, infatti, non consente la cancellazione dei

soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività di competenza quando non più svolte e con le sole attività non pertinenti ai settori di competenza dell'Autorità.

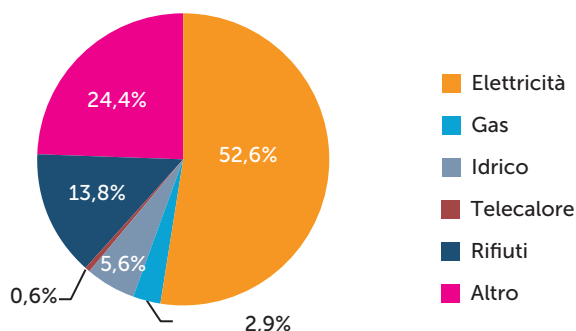
La crescita degli iscritti all'Anagrafica è continua, non soltanto per effetto dell'acquisizione di nuove competenze, ma anche per il fatto che da tempo gli Uffici si sono dotati anche delle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti) che hanno consentito di approfondire a livello comunale lo stato delle gestioni nei settori regolati.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*



Fonte: Anagrafica operatori.

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività al 31 dicembre 2023*



Fonte: Anagrafica operatori.

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli accreditamenti effettuati in Anagrafica il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1: ciò accade perché moltissimi soggetti si accreditano in più di uno dei settori regolati (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche

che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche per soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società all'epoca già accreditate e che avevano indicato di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

Nel 2023 il numero dei produttori elettrici, il segmento di gran lunga più numeroso nell'Anagrafica, è salito di oltre 1.000 unità, raggiungendo quasi la soglia di 20.500 unità, nonostante sia vigente un esonero dall'obbligo di iscrizione in anagrafica per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità. Pertanto, i soggetti operanti nel settore elettrico restano quelli preponderanti (53%, vedi figura 11.3), seguiti da quelli che operano nei rifiuti (14%). Dei circa 5.700 soggetti accreditati per il settore rifiuti, il 24% risulta operare anche nel settore idrico, trattandosi in larga parte di gestioni in economia.

Il 43% dei soggetti iscritti all'anagrafica è rappresentato da società a responsabilità limitata, il 26% da enti pubblici, il 12% da società per azioni. Il restante 19% ha altra natura giuridica. La stragrande maggioranza degli iscritti in AO (il 98%) è un soggetto di diritto italiano. Le attività dei soggetti di diritto straniero si concentrano per lo più nel settore del gas.

La materia degli obblighi informativi di tipo anagrafico (istituiti a partire dalla delibera 23 giugno 2008, 35/08 – GOP), è stata modificata nel tempo molte volte per disciplinare i settori di nuova competenza dell'Autorità, per esigenze di semplificazione e di adeguamento all'evoluzione normativa e tecnologica, nonché per contemplare l'articolazione territoriale e/o impiantistica dei servizi. Nel 2022 gli obblighi di natura informativa a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità sono stati riuniti in un unico Testo integrato (TIAO), adottato con la delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, provvedendo nel contempo ad abrogare le singole disposizioni vigenti in materia, il cui contenuto è stato interamente traslato nel Testo integrato.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2023 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti *ex officio* dall'attività di monitoraggio dei mercati oppure da segnalazioni esterne di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (c.d. REMIT).

Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori. In particolare, rilevano le seguenti determinazioni del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità:

- determina 20 luglio 2023, 7/2023/gas – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società ENET Energy per violazione dell'art. 5 del REMIT, per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto iii), del REMIT, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggio o artificio che invii, o sia suscet-

tibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;

- determina 7 agosto 2023, 10/2023/ele – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società Enel Produzione per violazione dell'art. 4 del REMIT, per non avere rispettato l'obbligo di comunicare al pubblico in modo efficace e in tempo utile alcune informazioni privilegiate di cui era in possesso;
- determina 9 agosto 2023, 11/2023/gas – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società EC Energy Clean per non aver rispettato gli obblighi informativi di cui agli artt. 8 e 9 del REMIT.

L'Autorità ha, inoltre, partecipato al processo di revisione del regolamento REMIT, confrontandosi con l'ACER e con le autorità di regolazione nazionale degli altri Paesi europei sulle tematiche oggetto di modifica e coordinando la propria posizione con gli Uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

La prima novità da porre in evidenza in ordine alla potestà sanzionatoria sta nella revisione del regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni (di seguito: regolamento sanzioni), che ha largamente impegnato gli Uffici nel corso di tutto il 2023 ed è culminata, all'esito di un procedimento di consultazione (DCO 327/2023/E/com), con la deliberazione del 19 dicembre 2023, 598/2023/E/com il cui allegato A sostituisce, per i procedimenti sanzionatori avviati successivamente, il regolamento sanzioni adottato con la deliberazione 243/2012/E/com e s.m.i. Il processo di revisione ha comportato l'introduzione di previsioni funzionali ad una più efficace ed efficiente gestione dei procedimenti sanzionatori, mediante: i) una nuova disciplina dei termini del procedimento sanzionatorio e delle relative cause di sospensione, interruzione e proroga, anche con riferimento al *sub* procedimento degli impegni, al fine di garantire, nel rispetto del principio di separazione tra funzioni istruttorie e decisorie, il più efficiente ed efficace esercizio del potere sanzionatorio, unitamente alla maggiore trasparenza e prevedibilità dell'azione amministrativa; ii) una specificazione della disciplina dell'avvio del procedimento sanzionatorio e del *sub* procedimento degli impegni; iii) l'introduzione – alla luce dell'esperienza sin qui maturata e della giurisprudenza sulle sanzioni amministrative irrogate da questa e dalle altre Autorità amministrative indipendenti – di alcune specificazioni in materia di quantificazione delle sanzioni, ciò al fine di assicurarne al contempo la proporzionalità e la deterrenza, secondo criteri sempre più trasparenti e obiettivi. Inoltre, con l'occasione si è altresì proceduto al chiarimento e/o all'esplicitazione di alcune previsioni attuative di precedenti disposizioni.

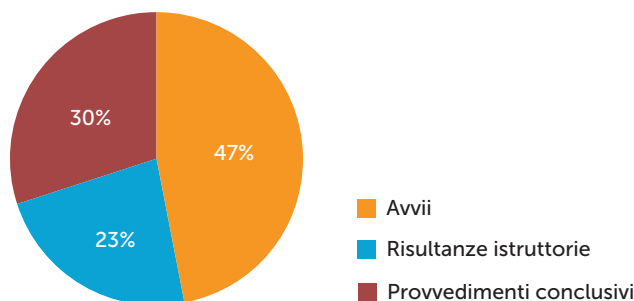
Anche nel 2023 l'ordinaria attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo importante a garanzia dell'attuazione della regolazione. Nel dettaglio si sono registrati: a) 26 atti di avvio e 17 chiusure di procedimenti sanzionatori (cui vanno aggiunte 6 chiusure con procedura semplificata), in diminuzione rispetto all'anno precedente in cui gli avvii sono stati 35 e le chiusure sono state 82 (oltre a 18 chiusure con procedura semplificata), anche se tale elevato numero di chiusure era dovuto alla straordinaria attività di conclusione della maggior parte degli oltre 100 procedimenti avviati negli anni precedenti per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica; b) 13 comunicazioni delle risultanze istruttorie, in calo rispetto agli anni precedenti (59 nel 2022 e addirittura 78 nel 2021) in ragione dell'ormai completato smaltimento dell'arretrato,

avviato nel 2021; c) nessuna deliberazione di ammissibilità/inammissibilità, né di approvazione di impegni (mentre nel 2022 erano pari rispettivamente a 4 e a 5).

Nel corso del 2023 sono, quindi, stati adottati 56 atti di cui: 26 avvii, 13 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 17 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori (13, dei quali 1 conseguente al riesercizio del potere sanzionatorio in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 6498/21) e provvedimenti non irrogativi di sanzione (4 archiviazioni), esclusi i 6 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate.

Il seguente diagramma a torta esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2023.

FIG. 11.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2023



Fonte: ARERA.

Come lo scorso anno, si conferma anche nel 2023 una concentrazione dei procedimenti avviati nella macro-area infrastrutture energetiche, pari al 65% circa (17), seguita dalla macro-area mercati energetici pari al 31% circa (8), mentre nella macro-area servizio idrico integrato si registra 1 avvio (pari al 4 % circa). Non vi sono stati, invece, avvii di procedimenti sanzionatori nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento e nel settore dei rifiuti.

In merito agli avvii sono da segnalare due particolarità relative al regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (di seguito: REMIT) che, come noto, stabilisce regole per vietare pratiche abusive capaci di influenzare i mercati dell'energia all'ingrosso. È stato avviato il primo procedimento sanzionatorio per sospetta violazione dell'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate sancito dall'art. 4 del REMIT; in particolare, nel caso di specie è stato contestato all'operatore di non avere correttamente pubblicato tali informazioni con riguardo ad un impianto di produzione in un arco temporale di circa quattro mesi, nonché di non avere tempestivamente pubblicato l'informazione relativa a un'indisponibilità del medesimo impianto. Inoltre, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi informativi di cui agli artt. 8 e 9 del REMIT che prevedono rispettivamente l'obbligo degli operatori di mercato di fornire all'ACER un registro delle operazioni effettuate sui mercati dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, e di iscriversi al Registro nazionale REMIT.

Fra i 23 procedimenti conclusi – comprensivi dei 6 avviati con procedura semplificata ed estinti e di 1 conseguente al riesercizio del potere sanzionatorio – 19 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui uno con adozione anche di provvedimento prescrittivo) e 4 procedimenti si sono chiusi senza irrogazione di sanzione ma in due casi con adozione di un provvedimento prescrittivo.

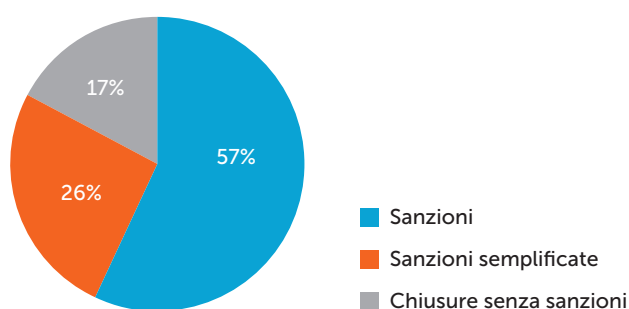
Con riferimento alle 13 sanzioni irrogate (per una delle quali, come detto, il potere sanzionatorio è stato rieditato), per un importo complessivo pari a 3.608.700 euro – oltre all'importo complessivo delle 6 sanzioni ridotte pagate in forma semplificata che ammonta a 70.430 euro – si evidenzia che due sanzioni sono state pagate, due sono state annullate in primo grado, tre (di cui una delle due annullate in primo grado) risultano *sub iudice*, per una sanzione si è proceduto alla precisazione del credito nell'ambito di procedura concordataria e infine sei sanzioni sono state iscritte a ruolo.

Con riguardo a tale ultimo profilo, nel corso del 2023, invero, l'Autorità ha proseguito l'attività di riscossione coattiva delle sanzioni non pagate per il tramite della competente Agenzia delle entrate-riscossione. L'Autorità, inoltre, ha svolto tutte le attività prodromiche alla stessa riscossione coattiva, quali la quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni maturate nelle more del pagamento e il sollecito di pagamento degli importi dovuti, e ha curato, nei casi non gestiti direttamente dall'Agenzia, tutti gli adempimenti necessari per il recupero delle sanzioni irrogate nell'ambito delle procedure concorsuali alle quali risultino sottoposti i soggetti sanzionati.

Anche nel 2023 l'Autorità ha fatto esercizio del potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l'obbligo di corrispondere indennizzi, con particolare riguardo al settore del servizio idrico integrato.

Inoltre, trova conferma anche per il 2023 la circostanza che la separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, confermata e implementata anche dal nuovo regolamento di cui all'allegato A alla deliberazione 598/2023/E/com, unitamente alle procedure semplificate, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti e l'ulteriore recupero dell'arretrato pendente. Infatti, quanto alle tempistiche procedurali, si evidenzia che – insieme alla ulteriore netta contrazione del numero di pregressi procedimenti sanzionatori pendenti – i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi tre anni sono stati conclusi⁸ nel termine di cui all'art. 4-bis dell'allegato A alla deliberazione 243/2012/E/com e s.m.i.⁹.

FIG. 11.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2023



Fonte: ARERA.

⁸ Salvi i casi di proroghe e/o sospensioni per richieste di informazioni o il caso di presentazione di impegni.

⁹ Recante "Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni". Il nuovo regolamento ha previsto una nuova disciplina dei termini procedurali all'art. 3, prevedendo che il termine per la comunicazione del provvedimento finale sia di 250 (duecentocinquanta) giorni o, nel caso di destinatari del provvedimento medesimo aventi sede legale all'estero, 310 (trecentodieci) giorni.

La c.d. procedura semplificata

Per quanto riguarda la c.d. procedura semplificata di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 5 dell'allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, nell'anno 2023 si è registrata una diminuzione del numero dei procedimenti avviati con tale procedura (8 rispetto ai 18 dello scorso anno) a fronte di una stabile percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (75% dei procedimenti avviati con semplificata, cioè 6 su 8). Ciò costituisce un dato rilevante, a conferma della persistente utilità di tale istituto, apprezzabile altresì sotto il profilo della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che ha consentito la chiusura del procedimento in (soli) 30 giorni, l'Autorità ha conseguito anche la tempestiva eliminazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni al sistema. In particolare, gli 8 procedimenti che nell'anno 2023 sono stati avviati con procedura semplificata hanno riguardato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche (sicurezza e pronto intervento gas).

È da evidenziare che il nuovo regolamento sanzioni, approvato con deliberazione 598/2023/E/com, contiene alcune rilevanti novità con riguardo alla procedura semplificata. Anzitutto, è stato ampliato, da 30 a 60 giorni dalla comunicazione di avvio del procedimento, il termine per aderire a detta procedura mediante cessazione delle condotte contestate ancora in essere e pagamento della sanzione in misura ridotta (art. 13, comma 2). Parallelamente, in caso di avvio con eventuale chiusura con procedura semplificata, è stata introdotta una nuova ipotesi di sospensione dei termini del procedimento sanzionatorio ordinario, per un analogo periodo di 60 (sessanta) giorni (art. 3, comma 4) ed è stato specificato che il termine di 60 giorni per presentare memorie scritte e documenti, ai sensi dell'art. 18 del citato regolamento, decorre dal sessantesimo giorno successivo all'avvio del procedimento con procedura semplificata in caso di mancata estinzione del procedimento sanzionatorio.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2023 in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 17), 15 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza del sistema di distribuzione del gas, 1 afferisce a violazioni di disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete e 1 inerisce a violazioni di obblighi informativi in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 11 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale¹⁰ e 4 riguardanti più specificatamente il servizio di pronto intervento¹¹. Cinque di tali procedimenti si sono conclusi con adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 79.000 euro.

¹⁰ Determine DSAI/3-5-8-9-12-15-16-18-22-26-27/2023/gas.

¹¹ Determine DSAI/6-14-21-24/gas.

Inoltre, è stato avviato con procedura semplificata¹² un procedimento nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per l'applicazione, al richiedente l'esecuzione di una prestazione relativa al servizio di connessione, di oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal TIC (Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione). L'impresa ha aderito alla semplificata provvedendo alla restituzione degli importi indebitamente riscossi e al pagamento della sanzione in misura ridotta (pari a 5.430 euro).

In tale materia, si è altresì concluso con l'irrogazione di una sanzione pari a 143.000 euro (allo stato *sub iudice*), un procedimento¹³ relativo alla violazione delle norme tecniche per la tenuta e manutenzione degli impianti di cui al Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2023 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazione di obblighi informativi in materia di *unbundling* funzionale¹⁴. Segnatamente, con tale procedimento è stato contestato alla società di non avere dichiarato nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di appartenere ad un gruppo societario e di essere un'impresa verticalmente integrata, nonché di non avere conferito autonomia decisionale e organizzativa all'attività di distribuzione del gas naturale, separandola amministrativamente dalle altre attività svolte dall'impresa verticalmente integrata, non avendo affidato l'amministrazione della società ad un gestore indipendente.

Nel medesimo anno, in materia di separazione funzionale e contabile, l'Autorità ha chiuso un procedimento sanzionatorio¹⁵ con l'irrogazione di una sanzione di 28.800 euro.

Infine, è stato concluso con irrogazione di una sanzione pari a 4.800 euro un procedimento sanzionatorio¹⁶ avente ad oggetto obblighi informativi inerenti ai dati sulla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 8), 2 procedimenti ineriscono a violazioni in materia di titoli di efficienza energetica, 2 procedimenti riguardano la violazione delle procedure conciliative, 3 procedimenti attengono a violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso e infine 1 procedimento riguarda violazioni in materia di *switching*.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori nei confronti della medesima impresa di distribuzione del gas, per mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica¹⁷.

12 Determina DSAI/20/2023/gas.

13 Delibere 7 febbraio 2023, 39/2023/S/gas.

14 Determina DSAI/17/2023/gas.

15 Delibera 17 gennaio 2023, 7/2023/S/gas.

16 Delibera 24 gennaio 2023, 12/2023/S/gas.

17 Determine DSAI/1/2023/efr e DSAI/23/2023/efr.

Uno di essi è stato già concluso con l'irrogazione di una sanzione per complessivi 1.084.000 di euro¹⁸.

Mercati all'ingrosso

Come già detto, nel 2023 sono stati avviati 3 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al REMIT. Con il primo procedimento¹⁹ è stata contestata ad un operatore sul mercato del gas naturale la violazione dell'art. 5 del REMIT, per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto iii), del REMIT, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggiro o artificio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso. Il secondo procedimento²⁰, invece, ha riguardato l'inosservanza degli artt. 8 e 9 del REMIT, per non avere l'operatore fornito all'ACER un registro delle operazioni effettuate sui mercati dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, e per non essersi iscritto al Registro nazionale REMIT. Infine, il terzo procedimento²¹ afferisce al mancato rispetto dell'art. 4 del REMIT che stabilisce l'obbligo degli operatori di mercato di comunicare "al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate di cui dispongono (...)"; in tale procedimento la società ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nel 2023 l'Autorità ha concluso un procedimento volto alla rideterminazione²² – a seguito di sentenza di annullamento del Consiglio di Stato²³ – di una sanzione in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2023, come detto, è stato avviato 1 procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per violazione delle disposizioni in materia di *switching*²⁴. Segnatamente, è stato contestato all'impresa di avere fornito, per il tramite del Sistema informativo integrato, con riferimento a richieste di *switching* nelle quali l'utente del trasporto e dispacciamento entrante aveva manifestato la volontà di avvalersi della revoca, informazioni errate sulla sussistenza di una richiesta di indennizzo da parte dell'esercente la vendita uscente ovvero sullo stato di morosità del cliente finale. L'impresa ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Sono stati altresì avviati 2 procedimenti per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità²⁵ di cui all'art. 9, comma 4, del TICO (Testo integrato conciliazione, allegato A alla deliberazione 209/2016/E/com e s.m.i.) in forza del quale "Gli Operatori o Gestori [...] sono tenuti a partecipare alle procedure

18 Delibera 25 luglio 2023 331/2023/S/efr.

19 Determina DSAI/7/2023/gas.

20 Determina DSAI/10/2023/eel.

21 Determina DSAI/11/2023/gas.

22 Delibera 17 gennaio 2023, 6/2023/S/efr.

23 Consiglio di Stato, Sez. VI, 27 settembre 2021, n. 6498.

24 Determina DSAI/4/2023/eel.

25 Determine DSAI/2/2023com e DSAI/19/2023/com.

di conciliazione attivate nei loro confronti presso il Servizio Conciliazione dal Cliente o Utente finale"). Uno di tali procedimenti si è concluso nel medesimo anno con l'irrogazione di una sanzione pari a 35.000 euro²⁶.

Nella medesima materia si sono conclusi 3 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni poste a tutela dei clienti finali nel caso in cui l'utente della rete e la controparte commerciale siano soggetti diversi e quest'ultima risulti inadempiente rispetto alle obbligazioni contrattuali che la legano al primo. In un caso²⁷ si è trattato della violazione, da parte dell'utente del servizio di distribuzione, del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali per inadempimento della controparte commerciale, e dunque malgrado i clienti finali titolari dei punti di riconsegna non fossero morosi. In tal caso, la sanzione è stata pari a 38.000 euro. Nell'altro caso²⁸ è stato contestato ad un operatore il mancato adempimento degli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali nei casi di risoluzione del contratto in essere tra controparte commerciale e utente del trasporto, procedimento che si è, tuttavia, concluso con l'archiviazione per decorso del relativo termine di conclusione. Per l'ultimo procedimento²⁹, avente anch'esso ad oggetto la violazione del divieto di sospensione della fornitura di gas naturale ai clienti finali per l'inadempimento contrattuale della controparte commerciale, è stato avviato il procedimento volto alla rideterminazione della sanzione a seguito di sentenza di parziale annullamento da parte del giudice amministrativo³⁰ impugnata dall'Autorità.

Infine, è stato concluso 1 procedimento³¹ riguardante violazioni in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente nei confronti di Terna. Invero, in tale ipotesi, è prevista l'automatica risoluzione anche dei contratti di fornitura dei clienti finali titolari dei punti di prelievo associati all'utente del dispacciamento e trasporto inadempiente con conseguente attivazione dei servizi di ultima istanza e la possibilità per questi ultimi, in tali particolari fattispecie, di accedere alla procedura di *switching* veloce, cioè infra-mese, mediante stipulazione di un nuovo contratto di fornitura. In tal caso, la sanzione è stata pari a 117.000 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio in materia di servizio idrico integrato³², contestando al gestore plurime violazioni afferenti alla regolazione tariffaria, alla misura, alla fatturazione, alla qualità contrattuale, nonché agli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il numero di procedimenti sanzionatori conclusi in tale materia nel 2023 si attesta sul dato di 7.

In particolare, 2 procedimenti si sono chiusi con l'archiviazione dei procedimenti sanzionatori e la contestuale adozione di provvedimenti prescrittivi³³.

26 Delibera 19 settembre 2023, 403/2023/S/com.

27 Delibera 28 marzo 2023, 119/2023/S/gas.

28 Delibera 28 giugno 2023, 305/2023/S/com.

29 Delibera 12 dicembre 2023, 582/2023/S/gas.

30 TAR Lombardia, Sez. I, 6 ottobre 2023, n. 2237.

31 Delibera 25 luglio 2023, 330/2023/S/eel.

32 Determina DSAI/25/2023/idr.

33 Delibera 16 maggio 2023, 203/2023/S/idr e delibera 13 giugno 2023, 253/2023/S/idr.

Altri 2 procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni (per complessivi 722.900 euro) e, in un caso, con l'adozione anche di un provvedimento prescrittivo recante l'ordine di restituire agli utenti le differenze tariffarie indebitamente applicate³⁴. Una di tali sanzioni è stata annullata dal giudice amministrativo³⁵ che ha tuttavia confermato il provvedimento prescrittivo, mentre, per l'altra, annullata in primo grado³⁶, è pendente il giudizio di appello.

Infine, si sono chiusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 70.200 euro 3 procedimenti³⁷ relativi all'inservanza da parte di altrettanti gestori degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, dei quali uno è allo stato *sub iudice*.

Procedimenti prescrittivi ex delibera 342/2016/E/eel

Nel corso del 2023, l'Autorità ha adottato 18 provvedimenti, nell'ambito degli altrettanti procedimenti prescrittivi avviati con le delibere 12 ottobre 2021, 419/2021/E/eel e 2 agosto 2022, 389/2022/E/eel, per ottemperare alle sentenze del giudice amministrativo (Consiglio di Stato o TAR Lombardia) che ha parzialmente accolto i ricorsi di alcuni utenti del dispacciamento avverso i provvedimenti prescrittivi adottati ai sensi della delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel. Con questi ultimi, l'Autorità aveva contestato le condotte di programmazione non diligente poste in essere nel mercato elettrico nel periodo gennaio-luglio 2016. Il giudice, pur non mettendo in discussione l'accertamento dell'illiceità delle suddette condotte, ha ritenuto che, nella quantificazione dell'importo oggetto della misura prescrittiva, fosse mancato l'accertamento del risparmio di spesa derivante dagli eventuali effetti positivi per l'intero sistema degli sbilanciamenti in controfase rispetto allo sbilanciamento del sistema.

TAV. 11.9 Provvedimenti prescrittivi 2023

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 419/2021/E/EEL
10/10/2023	453/2023/E/eel, 455/2023/E/eel, 456/2023/E/eel, 457/2023/E/eel, 458/2023/E/eel, 459/2023/E/eel, 460/2023/E/eel,
7/11/2023	506/2023/E/eel, 507/2023/E/eel, 508/2023/E/eel, 509/2023/E/eel, 510/2023/E/eel, 511/2023/E/eel, 512/2023/E/eel
28/11/2023	559/2023/E/eel, 560/2023/E/eel

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 389/2022/E/EEL
28/11/2023	557/2023/E/eel, 558/2023/E/eel

Fonte: ARERA.

Contenziosi legati alla delibera 333/2016/R/eel

Nel corso del 2012 diversi utenti del dispacciamento, specialmente nella zona della Sardegna, sono incorsi in sbilanciamenti piuttosto significativi (fino a oltre 10 volte l'energia immessa o prelevata), al fine di beneficiare

³⁴ Delibera 7 febbraio 2023, 38/2023/S/idr e delibera 14 febbraio 2023, 54/2023/S/idr, la prima delle quali contenente anche l'ordine di cessazione.

³⁵ TAR Lombardia, Sez. I, 13 novembre 2023, n. 2623.

³⁶ TAR Lombardia, Sez. I, 10 ottobre 2023, n. 2265.

³⁷ Delibera 23 maggio 2023, 217/2023/S/idr, delibera 6 giugno 2023, 245/2023/S/idr e delibera 6 giugno 2023, 244/2023/S/idr.

delle distorsioni insite nel meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento allora in vigore. L'Autorità è intervenuta d'urgenza con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, eliminando dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento le offerte attivate per la riserva secondaria. Nel corso del 2013, perdurando la situazione, l'Autorità è ulteriormente intervenuta con le delibere 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, con le quali ha modificato il calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

A marzo 2015, con la sentenza 1532/2015, il Consiglio di Stato ha abrogato le tre sopracitate delibere per difetto di consultazione. L'Autorità, con la delibera 24 giugno 2016, 333/2016/R/eel, dopo opportuna consultazione con gli operatori per sanare il difetto rilevato dalla giustizia amministrativa, è nuovamente intervenuta sulla materia, individuando, per gli anni 2012, 2013 e 2014, due distinti regimi di valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento: la c.d. disciplina standard, che ripropone gli effetti delle disposizioni abrogate dal Consiglio di Stato, e la c.d. disciplina alternativa, che consente una valorizzazione basata sulle disposizioni in essere prima dell'adozione della delibera 342/2012/R/eel. Per gli utenti del dispacciamento che si fossero avvalsi della disciplina alternativa, erano previste verifiche a campione per accertare se le strategie di programmazione adottate dagli stessi fossero coerenti con le finalità del servizio di dispacciamento. Le verifiche avrebbero riguardato tutti gli utenti del dispacciamento del gruppo societario e un solo semestre individuato dall'Autorità. In caso di esito positivo (programmazione non conforme alle finalità del servizio di dispacciamento), a tutti gli utenti del dispacciamento del gruppo societario sarebbe stata applicata la disciplina standard limitatamente al semestre oggetto di verifica.

L'Autorità ha condotto 11 distinte verifiche, tutte focalizzate sul primo semestre 2013, rendendone noti gli esiti con le delibere 5 dicembre 2017, da 830/2017/E/eel a 840/2017/E/eel: sono stati accertati 9 gruppi societari con utenti del dispacciamento con strategie di programmazione non conformi alle finalità del servizio di dispacciamento.

A seguito di ricorso promosso da 5 gruppi societari, fra il 2020 e il 2021 le delibere 830/2017/E/eel, 835/2017/E/eel, 836/2017/E/eel, 837/2017/E/eel e 838/2017/E/eel sono state parzialmente abrogate dal Consiglio di Stato che ha ravvisato il difetto di istruttoria e conseguente motivazione con particolare riferimento al contributo degli sbilanciamenti in controfase a incrementare gli oneri per la clientela finale, oppure a mitigare un tale incremento. L'Autorità ha pertanto avviato nei confronti dei suddetti 5 gruppi societari dei nuovi provvedimenti finalizzati a risolvere le carenze evidenziate dal Consiglio di Stato: è stato pertanto riverificata la coerenza delle strategie di programmazione rispetto alle finalità del servizio di dispacciamento, prevedendo uno specifico trattamento per gli sbilanciamenti in controfase rispetto alle effettive esigenze di bilanciamento del sistema, rappresentate attraverso il segno reale dello sbilanciamento aggregato macro-zonale determinato a partire dalle misure consuntivate delle immissioni e dei prelievi. Gli esiti, resi noti con le delibere 3 agosto 2023, 363/2023/E/eel e da 368/2023/E/eel a 371/2023/R/eel, confermano le valutazioni originarie di non conformità. Tali provvedimenti sono stati ulteriormente impugnati dinanzi alla giustizia amministrativa e i relativi contenziosi sono ancora in corso.

Nel corso del 2023 il Consiglio di Stato ha parzialmente abrogato anche la delibera 840/2017/E/eel per gli stessi motivi: l'Autorità ha avviato con la delibera 3 agosto 2023, 364/2023/E/eel un nuovo procedimento nei confronti del gruppo societario interessato. Le risultanze istruttorie sono state inviate a novembre 2023 e il procedimento è stato concluso a inizio 2024 con la delibera 16 gennaio 2024, 1/2024/E/eel che, anche in questo caso, ha confermato la valutazione originaria di non conformità.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

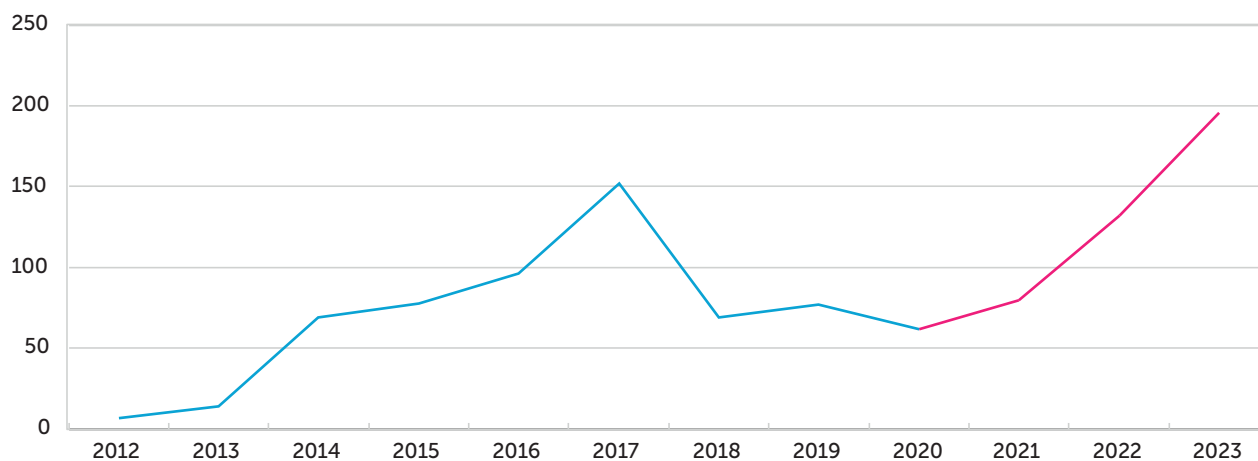
Nel 2023 la funzione giustiziale ex delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com si conferma uno strumento largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholders* nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità.

La tutela giustiziale rappresenta una valida alternativa alla tutela giurisdizionale, anche in chiave deflattiva della stessa, essendo più rapida, gratuita ed agevolmente fruibile dagli operatori al fine di perseguire gli obiettivi, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), in tema di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Nel 2023 l'attività giustiziale prosegue nella sua *mission* di "efficientare la gestione dei procedimenti di risoluzione delle controversie tra operatori e gestori, promuovendone anche una maggiore conoscenza", in coerenza con la specifica linea di intervento prevista nel Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Da segnalare, a tal proposito, il continuo aumento negli anni del numero di reclami presentati all'Autorità, che nel 2023 sfiorano i 200 casi, confermando l'ampio diffondersi tra gli operatori di questo rimedio giustiziale.

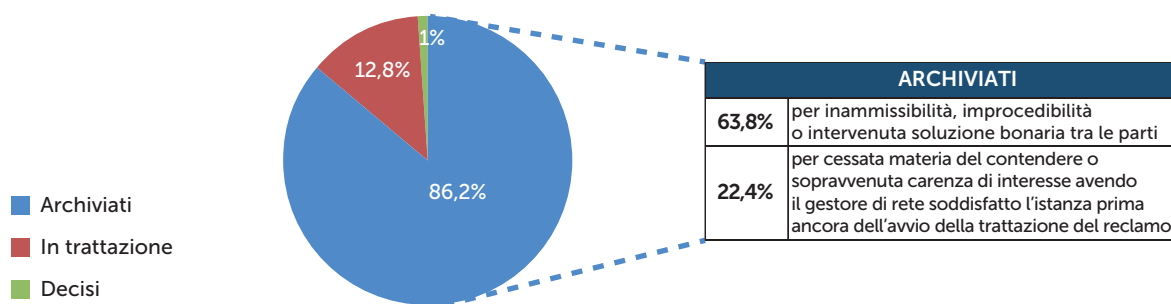
FIG. 11.6 Reclami presentati dagli operatori (2012-2023)



Fonte: ARERA.

Nel 2023 i numeri indicano una flessione delle risoluzioni delle controversie tramite decisioni assunte dal Collegio (1%) a vantaggio della composizione bonaria delle stesse, con l'archiviazione del reclamo per cessata materia del contendere, a seguito dell'avvio del procedimento, o per sopravvenuta carenza di interesse, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo (22,4%). (Fig. 11.7).

FIG. 11.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2023)



Fonte: ARERA.

Questo *trend* di definizione del reclamo senza arrivare a decisione dimostra una sempre maggiore *compliance*, da parte degli operatori, nei confronti della regolazione di settore, favorita anche dall'aggiornamento, con cadenza annuale, del c.d. Massimario, una raccolta comprensiva di tutte le decisioni sui reclami adottate dall'Autorità, facilmente consultabile per argomento sul sito istituzionale, in cui vengono sintetizzati i consolidati indirizzi interpretativi assunti da questa istituzione nell'esercizio della sua funzione giustiziale.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2023, sono stati presentati 1.032 reclami, di cui 196 nel 2023. Di questi:

- 638 (il 61,8%), di cui 169 presentati nel 2023, sono stati archiviati, in particolare:
 - 399 (di cui 125 presentati nel 2023) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria della controversia nel corso del procedimento;
 - 220 (di cui 43 presentati nel 2023) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante;
 - 3 sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità;
 - 13 (di cui 1 presentato nel 2023), per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo;
 - 2, invece, per sopravvenuta carenza di interesse a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante;
 - 1, a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481³⁸.
- 27 (il 2,6%), di cui 25 presentati nel 2023, erano in corso di trattazione;
- 367 (il 35,6%), di cui 2 presentati nel 2023, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 283 delibere emenate (di cui 10 nel 2023). Si rileva, infine, che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

³⁸ Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Al termine del 2023, il tempo medio di gestione delle procedure di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, in relazione ai reclami presentati all'Autorità nel biennio 2022-2023, è stato di 3 mesi e 19 giorni. In particolare, 2 mesi e 19 giorni per i reclami ex decreto legislativo 93/2011 e 4 mesi e 17 giorni per i reclami ex decreto legislativo 387/2003.

Degna di nota è la percentuale di rispetto delle decisioni giustiziali che, nel biennio 2022-2023, si è attestata all'85,71%.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2023 hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Connessione a reti di distribuzione e accettazione del preventivo

Con delibera 24 gennaio 2023, 14/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 3 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 304765173", l'Autorità ha posto in evidenza che l'art. 7, comma 8, primo periodo, del TICA prevede che il preventivo accettato possa essere ulteriormente modificato a titolo gratuito a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo, ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale) ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente, opportunamente documentate.

Nella fattispecie esaminata, riferita ad un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico, l'Autorità competente per la VIA ha inviato al produttore una formale "Richiesta di integrazione a norma dell'articolo 27-bis, comma 5 del decreto legislativo 152/06", con cui è stato segnalato al reclamante di ottemperare a quanto indicato nel verbale del Tavolo tecnico di confronto – ossia di "proporre soluzioni alternative che prevedano l'interramento del cavidotto" – entro il termine di trenta giorni; non trattandosi, quindi, di un mero invito o parere tecnico, la richiesta di modifica del preventivo non può essere considerata, come fatto dal gestore, il frutto di una libera determinazione del richiedente ex art. 7, comma 8, secondo periodo, del TICA, bensì deve essere ritenuta imposta in sede di iter autorizzativo ai sensi del citato art. 7, comma 8, primo periodo del TICA.

Infatti, se il produttore ottempera alla richiesta integrativa ricevuta dall'Autorità competente per la VIA (*id est* presentare una soluzione di connessione con il cavidotto interrato) nel termine dalla stessa indicato, il procedimento passa alla fase successiva della indizione della conferenza di servizi; diversamente, il procedimento deve essere *sic et simpliciter* archiviato: *tertium non datur*. E l'impossibilità di conseguire il titolo autorizzativo determina necessariamente la decadenza della pratica di connessione ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA.

L'Autorità ha, inoltre, chiarito che le motivazioni giuridiche sopra esposte valgono ex se a ritenere non legittima la decisione del gestore di non riconoscere la richiesta di modifica del preventivo ricevuta dal produttore come da imposizione derivante da iter autorizzativo.

Il regolatore ha anche voluto sottolineare che tale (persistente) determinazione del gestore risulta ancor più censurabile in quanto contraria al comportamento assunto in un precedente procedimento di trattazione di un reclamo, deciso con deliberazione 378/2022/E/eel, in cui aveva preso atto che *“il parere reso dalla Regione nel verbale (...) possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa”*; infatti *“l’asserita differenza di fattispecie è smentita per tabulas dal fatto che – anche nel presente reclamo – viene in considerazione un verbale di Tavolo tecnico identico (...) quindi l’identica tipologia di atti ricorre in entrambe le fattispecie”*. Pertanto, il gestore ha tenuto una condotta difensiva non in linea con i principi generali di correttezza e buona fede, nonché del principio c.d. di non contraddizione (*nemo venire contra factum proprium*). E privi di rilievo risultano i tentativi del gestore di circoscrivere la validità delle proprie affermazioni in uno specifico contesto riferito *“...esclusivamente alla legittimità dell’annullamento della pratica di connessione, non già alla formulazione di una modifica di preventivo né tantomeno ad una considerazione generale relativa all’assunzione dei relativi costi da essa derivanti...”*.

Pertanto, in linea con quanto già indicato nelle deliberazioni 692/2022/E/eel e 693/2022/E/eel, l’Autorità ha ribadito che, nella decisione assunta con deliberazione 378/2022/E/eel, il regolatore ha preso atto della suddetta affermazione del gestore ed ha dichiarato cessata la materia del contendere per intervenuta soddisfazione nelle more del procedimento con riferimento alla questione del mancato riconoscimento dell’imposizione derivante da iter autorizzativo.

Pertanto, l’Autorità ha accertato che e-distribuzione illegittimamente non ha emesso il preventivo richiesto dal produttore secondo i dettami contenutistici e temporali previsti dall’art. 7, comma 8, primo periodo, del TICA (che in relazione al termine di emissione richiama l’art. 7, comma 1, del TICA stesso); conseguentemente, il tempo successivo alla scadenza del termine di emissione (*id est* 60 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di modifica) fino alla data effettiva di emissione, si configura come ritardo dipendente da causa imputabile al gestore, con conseguente obbligo di corrispondere l’indennizzo automatico previsto dall’art. 14 del TICA.

Con delibera 7 febbraio 2023, 40/2023/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da Cirigliano Eolica S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 271015546”, l’Autorità ha in primo luogo ricordato che, come disciplinato dal titolo 1 della parte III del TICA, ogni richiesta di connessione è soggetta ad una sequenza temporale di condizioni procedurali (oltre che economiche) che devono verificarsi per la connessione in media e bassa tensione degli impianti di produzione alla rete di distribuzione, consistenti nella presentazione della richiesta di connessione, nella messa a disposizione del preventivo, nell’accettazione del medesimo preventivo e nella richiesta di avvio del procedimento autorizzativo comprensiva di tutta la documentazione necessaria.

Pertanto, nella fattispecie esaminata, l’Autorità ha ritenuto che il reclamante dovesse richiedere un nuovo iter autorizzativo – corredato di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto di rete validato dal gestore – entro il termine di 60 giorni lavorativi dall’accettazione del nuovo preventivo.

Poiché risulta *per tabulas* che il produttore non ha avviato un nuovo iter autorizzativo per la nuova pratica di connessione, ritenendo erroneamente che il gestore potesse tenere valida la PAS ottenuta in relazione alla precedente pratica annullata, tale nuova pratica è stata legittimamente annullata dal gestore per mancato invio della dichiarazione sostitutiva attestante l’avvio dell’iter autorizzativo entro la tempistica prevista dall’art. 9, comma 3, del TICA.

Integra, invece, una condotta inadeguata rispetto alla diligenza c.d. specifica di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, richiesta ad un operatore professionale esercente un servizio pubblico essenziale, che il gestore abbia inutilmente validato il progetto definitivo dopo la scadenza del termine previsto dall'art. 9, comma 3, del TICA.

Con delibera 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Spiteri Carmelo Costruzioni S.r.l. Unipersonale nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 257849569", l'Autorità ha affermato che integra una condotta illegittima del gestore il non procedere all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di rete, finalizzato alla connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per mancata conclusione dell'iter autorizzativo, se il produttore è in possesso del titolo abilitativo relativo alla costruzione e gestione dell'impianto in questione e alla realizzazione delle opere di rete necessarie alla connessione.

L'Autorità ha, infatti, sottolineato che non è condivisibile l'assunto del gestore di non considerare sufficiente a tale fine la Procedura abilitativa semplice (PAS) rilasciata dall'Amministrazione comunale competente, in quanto – in base all'ordinamento vigente e alla giurisprudenza – essa costituisce titolo autorizzativo valido ai fini del rispetto del TICA.

Ciò, anche assumendo come astrattamente applicabile alla fattispecie in esame – in linea con le conclusioni raggiunte nella delibera 15 gennaio 2019, 3/2019/E/eel – l'autorizzazione regionale prevista dall'art. 108 del regio decreto 1775/1933, in quanto essa rientrerebbe tra gli atti di assenso dei quali l'Amministrazione comunale è chiamata a valutare la necessità di acquisizione ai fini della conclusione con esito positivo della PAS.

Stanti il riparto di competenze fissato dal legislatore e le esigenze di certezza e affidamento degli operatori, l'Autorità deve limitarsi alla verifica della mera sussistenza dei titoli abilitativi relativi alla costruzione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, non potendo sindacare, in assenza di una espressa disposizione di legge, la legittimità e conseguentemente l'efficacia degli stessi.

Pertanto, spettano al produttore gli indennizzi automatici ex art. 14 del TICA per il ritardo nella connessione dell'impianto di produzione.

Con delibera 7 marzo 2023, 87/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Newenergy di Alessandro Marchese nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione identificate con codici di rintracciabilità 266464755, 266465300, 266469724 e 266470147", l'Autorità – analogamente a quanto rilevato nella delibera 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel – ha affermato che integra una condotta illegittima del gestore il non procedere all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di rete, finalizzato nella fattispecie in esame alla connessione di 4 impianti fotovoltaici, per mancata conclusione dell'iter autorizzativo, se il produttore è in possesso del titolo abilitativo relativo alla costruzione e gestione degli impianti in questione e alla realizzazione delle opere di rete necessarie alla connessione.

Anche in questo caso, l'Autorità ha sottolineato che non è condivisibile l'assunto del gestore di non considerare sufficiente a tale fine la Procedura abilitativa semplice (PAS) rilasciata dall'Amministrazione comunale competente, in quanto – in base all'ordinamento vigente e alla giurisprudenza – essa costituisce titolo autorizzativo valido ai fini del rispetto del TICA.

Ciò, anche assumendo come astrattamente applicabile alla fattispecie in esame – in linea con le conclusioni raggiunte nella delibera 3/2019/E/eel – l'autorizzazione regionale prevista dall'art. 108 del regio decreto 1775/1933, in quanto essa rientrerebbe tra gli atti di assenso dei quali l'Amministrazione comunale è chiamata a valutare la necessità di acquisizione ai fini della conclusione con esito positivo della PAS.

Stanti il riparto di competenze fissato dal legislatore e le esigenze di certezza e affidamento degli operatori, l'Autorità deve limitarsi alla verifica della mera sussistenza dei titoli abilitativi relativi alla costruzione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, non potendo sindacare, in assenza di una espressa disposizione di legge, la legittimità e conseguentemente l'efficacia degli stessi.

Pertanto, spettano al produttore gli indennizzi automatici ex art. 14 del TICA per il ritardo nella connessione dell'impianto di produzione.

Con delibera 3 ottobre 2023, 436/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Società Agricola Terre del Sole S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 223082223", l'Autorità – in linea di continuità con le delibere 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel e 7 marzo 2023, 87/2023/E/eel – ha ritenuto giuridicamente infondata la decisione del gestore di non avviare i lavori di realizzazione dell'impianto di rete per non aver ritenuto completato l'iter autorizzativo a seguito dell'emanazione del *"decreto di occupazione d'urgenza preordinato all'asservimento coattivo di aree private e determinazione provvisoria di indennità da corrispondere, per la realizzazione ed esercizio elettrodotto per la connessione aerea alla rete elettrica nazionale dell'impianto fotovoltaico"*.

Infatti, l'Autorità ha chiarito che il suddetto decreto *"... anticipa – come per legge – tutti gli effetti dell'emittendo decreto definitivo di esproprio ..."*, in quanto esso *"... assolve la specifica funzione di consentire all'ente espropriante di occupare le aree (in via definitiva e non temporanea) che poi saranno espropriate, al fine di consentire la realizzazione dell'opera ..."*, fondando la propria *ratio* giustificatrice nella necessità *"... di consentire la realizzazione dell'opera allorquando non sia possibile attendere l'adozione del decreto di esproprio definitivo ..."*.

Nel caso di specie, l'urgenza di eseguire i lavori – prima dell'emissione del decreto definitivo di esproprio – è stata affermativamente valutata dalla competente Amministrazione comunale che, conseguentemente, ha emesso il citato decreto di occupazione di urgenza (come si legge nello stesso) *"... in relazione alla particolare natura delle opere ed il carattere di particolare urgenza delle stesse ..."*.

Pertanto, la posizione del gestore di ritenere necessaria l'emanazione del decreto di esproprio quale titolo legittimante per la realizzazione dei lavori di propria competenza – anche in presenza del suddetto decreto comunale – si pone in manifesto contrasto con l'art. 22-bis del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

Parimenti, non rileva la previsione della perdita di efficacia del decreto di occupazione di urgenza in parola – qualora non venga emanato il decreto di esproprio nel termine di cui all'art. 13 del DPR n. 327/2001 – trattandosi di previsione meramente riproduttiva dell'art. 22-bis, comma 6, dello stesso DPR n. 327/2001, cioè di una disposizione normativa primaria.

Stante il riparto di competenze fissato dal legislatore, l'Autorità non può che prendere atto di quanto disposto (in applicazione del Quadro normativo nazionale) dal decreto di occupazione di urgenza – che risulta pienamente valido ed efficace in assenza di atti che ne abbiano disposto l'annullamento o sospeso l'efficacia – e ritenere che il gestore è legittimato ad avviare la realizzazione (in funzione della quale il decreto è stato emanato) dei lavori sulle aree per cui è stata disposta l'occupazione d'urgenza ed è avvenuta l'immissione nel possesso formalmente verbalizzata.

Da ciò deriva che il gestore – avendo ricevuto dal reclamante la comunicazione di completamento dei lavori di propria spettanza (unitamente alla documentazione finalizzata all'esecuzione dei lavori della rete di connessione) e sussistendo un titolo legittimante l'avvio della realizzazione dei lavori autorizzati ai fini dei conseguenti obblighi previsti dal TICA – si trova in una situazione di ingiustificato ritardo rispetto ai tempi di realizzazione dell'impianto di connessione previsti dal TICA stesso, con conseguente obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14 del medesimo TICA.

Distribuzione

Con delibera 13 giugno 2023, 254/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eni Plenitude S.p.a. Società Benefit nei confronti di Unareti S.p.a.", l'Autorità ha ricordato che l'art. 28, comma 1, del TIC dispone che *"per le richieste di voltura e subentro e per ogni altra modifica contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione"* si applica un *"contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi"*.

Dopo aver delineato l'ambito applicativo del citato art. 28, l'Autorità ha precisato il significato di "modifica contrattuale" ed in particolare quale sia la specifica variazione degli elementi contrattuali rilevante ai fini dell'applicazione di detta norma alla luce delle disposizioni in tema di interpretazione dei provvedimenti amministrativi, dovendo in ogni caso l'interprete *"... ricostruire l'intento dell'Amministrazione ed il potere che essa ha inteso esercitare in base al contenuto complessivo dell'atto ..."* (si veda Consiglio di Stato, sez. VI, 25 maggio 2020, n. 3928; *id.*, sez. V, 9 novembre 2010, n. 7966).

In termini generali, la "modifica contrattuale" può riguardare la variazione degli elementi soggettivi (le parti) e/o oggettivi (contenuto) del contratto. Nel caso di variazione di residenza anagrafica, non c'è una modifica soggettiva del contratto di trasporto tra distributore e venditore e/o del contratto di somministrazione di energia elettrica tra venditore e cliente finale per il medesimo punto di prelievo, in quanto, a seguito della stessa, i contraenti non mutano.

Parimenti, nel cambio di residenza non sussiste variazione dell'oggetto del contratto, in quanto deve esser privilegiata una interpretazione restrittiva dell'art. 28 del TIC che limita il significato di *"ogni altra modifica contrattuale"* a variazioni di tipo sostanziale del contenuto contrattuale, ad esempio qualora il distributore modifichi le caratteristiche del servizio fornito al cliente, tali da alterare l'originario *"programma di interessi"* stabilito dai contraenti e che comportino dei costi aggiuntivi.

Pertanto, l'Autorità ha chiarito non essere legittima la decisione del gestore di applicare il contributo in parola alle richieste del cliente finale di variazione di residenza, in quanto tale modifica non comporta una variazione contrattuale "sostanziale", atteso che non muta la natura generale e la struttura contrattuale e, in particolare,

non subiscono alterazioni il tipo contrattuale l'oggetto (ed in particolare le obbligazioni contrattuali qualificanti il contratto, assunte dalle parti) e la causa (quale funzione pratica del contratto che coincide con l'interesse concreto perseguito dai contraenti). Ciò significa che tale variazione non afferisce al nucleo degli elementi essenziali "qualificanti" il contratto sottoscritto dalle parti, quanto piuttosto ad aspetti accessori di definizione delle tariffe e di altri oneri (canone RAI, accise ed oneri generali) dovuti *ex lege* dall'utente che il fornitore si limita a riscuotere per poi essere riversati, a seconda della natura, agli enti competenti (GSE, CSEA, amministrazione finanziaria, ecc.).

Tali considerazioni appaiono coerenti anche con il motivo per cui l'Autorità ha ritenuto di prevedere l'art. 6, comma 8, del TIC, secondo cui *"al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal presente allegato"*.

Pertanto, il gestore ha l'obbligo di stornare da tutte le fatture intestate alla società di vendita interessata gli addebiti relativi all'applicazione del contributo in quota fissa ex art. 28, comma 1, del TIC, per la variazione di residenza del cliente finale, con conseguente restituzione degli importi versati a tale titolo dalla medesima società di vendita, in quanto i "costi di tipo operativo", che il gestore dichiara di aver sostenuto a fronte di una presunta maggiore attività imputabile alla variazione di residenza, non possono essere "indennizzati" attraverso il citato strumento regolatorio.

Infatti, tale contributo – che mira a compensare in modo forfetario gli oneri che il distributore effettivamente sopporta per registrare nei propri archivi le modifiche contrattuali – richiede un nesso causale tra la maggiore attività svolta dal distributore a seguito della descritta variazione contrattuale e gli "oneri amministrativi" sostenuti dal gestore per effetto della stessa.

Detto ciò, l'interpretazione della disposizione regolatoria deve, oggi, necessariamente tener conto anche della evoluzione tecnologica. In particolare, si rileva che le variazioni di residenza, come la maggior parte delle variazioni di anagrafica (in esecuzione di una specifica richiesta del cliente finale ovvero su input del venditore, nell'ambito delle procedure di aggiornamento *on condition* del dato presente nel RCU del SII) vengono ormai gestite in modo informatizzato dal SII di Acquirente unico. e solamente in casi particolari comportano attività onerose per l'impresa (si veda l'art. 5, comma 1, lettera b) della deliberazione 628/2015/R/eel e la tabella 1, lettera B.4 di cui all'allegato A alla citata deliberazione 628/2015/R/eel).

A riprova di ciò, nel caso specifico, è emerso che i casi di variazione di residenza anagrafica, per i quali è stato effettuato l'addebito del corrispettivo in quanto avrebbero richiesto le asserite complesse operazioni di rifatturazione (perché trattate manualmente), sono risultati un numero esiguo se rapportati alle dimensioni del gestore e potevano ragionevolmente essere gestiti in maniera più efficiente – anche in ragione dello standard di diligenza c.d. rafforzata o specifica ex art. 1176 c.c. richiesto ad un operatore professionale, concessionario del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica – tenendo conto dell'evoluzione dei sistemi di fatturazione i cui costi sono capitalizzabili e quindi recuperabili tramite la *regulatory asset base* (RAB).

Si ravvisa, infine, nel valutare il comportamento del gestore, l'esigenza di tenere conto del divieto di carattere generale del c.d. abuso del diritto, quale criterio rivelatore della violazione dell'obbligo di buona fede oggettiva cui è vincolato l'esercizio di un diritto soggettivo o di un potere che l'ordinamento riconosce a un soggetto (sul

principio di buona fede quale "argine" al rischio di abusi contrattuali si veda, *ex multis*, Consiglio di Stato, sez. VI, 2 marzo 2022, n. 1529).

Realizzazione in proprio dell'impianto di connessione

Con delibera 27 giugno 2023, 280/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Napo.li. Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a. relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 302106841", l'Autorità, ha preliminarmente evidenziato che l'art. 9 del TICA definisce le diverse fasi e le relative tempistiche che il richiedente la connessione deve rispettare, pena la decadenza del preventivo, ai fini del coordinamento delle diverse attività previste dall'iter di connessione ai sensi del TICA e della normativa autorizzativa vigente per l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di produzione e dell'impianto di utenza per la connessione – entrambi di competenza del richiedente la connessione – ed eventualmente anche per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti).

Poiché, nel caso dell'iter di connessione in questione, il richiedente ha dichiarato, in fase di accettazione del preventivo di connessione, di curare, tra l'altro, *"tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete (impianto di rete e interventi su rete esistente e/o sviluppo) per la connessione"*, trova applicazione anche quanto previsto dal comma 8 dell'art. 9 del TICA.

In base alla citata disposizione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo per l'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, con le medesime modalità e tempistiche previste dal comma 5 dell'art. 9 del TICA (90 giorni lavorativi dall'accettazione del preventivo per la richiesta di connessione in oggetto relativa alla connessione in media tensione), al netto delle tempistiche di cui al comma 9 dell'art. 9 del TICA.

Nella fattispecie in esame, l'Autorità ha stabilito che il gestore ha legittimamente disposto la decadenza del preventivo *de quo* in considerazione degli obblighi previsti in capo al richiedente la connessione (il reclamante, nel caso in oggetto) dall'art. 9 del TICA in materia di coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni, in quanto il reclamante ha trasmesso al gestore il progetto relativo all'impianto di rete in una data successiva a quella in cui avrebbe dovuto avviare il relativo iter autorizzativo (al netto della citata eventuale "sospensiva" prevista dal comma 9 dell'art. 9 del TICA).

Con delibera 12 settembre 2023, 396/2023/e/eel, "Decisione del reclamo presentato da ND-TWO S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con codice di rintracciabilità 288620421", l'Autorità ha chiarito che, a prescindere dal tipo di procedimento autorizzativo unico richiesto, è legittimo l'operato del gestore che annulla una pratica di connessione, a seguito di decadenza della stessa, in assenza della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo unico completa del progetto definitivo validato, qualora il richiedente – in fase di accettazione del preventivo di connessione – abbia fatto istanza di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione, nonché gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per gli eventuali interventi sulla rete esistente.

Trova, infatti, applicazione quanto previsto nella seconda parte del comma 8 dell'art. 9 del TICA secondo cui, tra l'altro, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo per l'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria con le medesime modalità e tempistiche previste dall'art. 9, comma 5, del TICA, al netto delle tempistiche previste dall'art. 9, comma 9, del TICA.

È di letterale evidenza che – anche nella disciplina riservata dall'art. 9 del TICA ai procedimenti autorizzativi diversi dal procedimento unico di cui all'art. 12 del decreto legislativo n. 387/2003 come nella fattispecie in esame la Procedura abilitativa semplice (PAS) – è previsto il caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di curare l'iter autorizzativo anche dell'impianto di rete, con uguale necessità di acquisire la validazione del progetto di rete da parte del gestore prima dell'avvio dell'iter relativo all'impianto di rete (si vedano i commi 8 e 9 dell'art. 9 del TICA, richiamati dall'art. 9, comma 1, lettera b), del medesimo TICA).

Come avvenuto nelle precedenti deliberazioni 298/2015/E/eel, 42/2019/E/eel, 403/2020/E/eel, 378/2022/E/eel e 40/2023/E/eel, giova ribadire che – in tutti i casi in cui il richiedente si sia impegnato a curare gli adempimenti dell'iter autorizzativo dell'impianto di rete e, quindi, anche la redazione del progetto di rete – l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo deve essere presentata entro il termine previsto e necessariamente corredata anche del progetto di rete validato dal gestore, in quanto detta validazione rappresenta un requisito fondamentale, riguardando la realizzazione non dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì di opere di rete, come tali destinate invece ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset.

Con la delibera 26 settembre 2023, 416/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Pagina Solare S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 302105893", l'Autorità ha preliminarmente evidenziato – analogamente a quanto avvenuto nella delibera 27 giugno 2023, 280/2023/E/eel – che l'art. 9 del TICA definisce le diverse fasi e le relative tempistiche che il richiedente la connessione deve rispettare, pena la decadenza del preventivo, ai fini del coordinamento delle diverse attività previste dall'iter di connessione ai sensi del TICA e dalla normativa autorizzativa vigente per l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di produzione e dell'impianto di utenza per la connessione – entrambi di competenza del richiedente la connessione – ed eventualmente anche per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti).

Ciò precisato, l'Autorità ha chiarito che la tesi sostenuta dal reclamante, secondo cui la validazione del progetto di rete da parte del gestore, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, non sarebbe stata necessaria in quanto non prescritta espressamente (a differenza del comma 3) dal comma 5 dell'art. 9 del TICA per i procedimenti autorizzativi di cui all'art. 9, comma 1, lettera b), del TICA (come la PAS in questione), non è condivisibile.

Infatti, con riferimento all'iter di connessione, all'atto di accettazione del preventivo il richiedente ha dichiarato di curare *"... tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete (impianto di rete e interventi su rete esistente e/o sviluppo) per la connessione ..."* e di *"... avvalersi della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione ai sensi dell'articolo 16 del TICA ..."*,

Conseguentemente, ai sensi dell'art. 9, comma 1, lettera b), del TICA, trova applicazione alla fattispecie in esame anche quanto previsto dai commi 8 e 9 dell'art. 9 del TICA che dispongono, rispettivamente, quanto segue:

- "... il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio delle procedure autorizzative dell'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria con le stesse modalità e tempistiche di cui al comma 9.5, al netto delle tempistiche di cui al comma 9.9 ...";
- "... nel caso in cui il richiedente decida di redigere il progetto dell'impianto di rete e degli eventuali interventi sulla rete esistente da presentare per l'iter autorizzativo, tale progetto deve essere validato dal gestore di rete ...".

In virtù del descritto quadro regolatorio, l'Autorità ha accertato che il gestore ha legittimamente disposto la decadenza della pratica di connessione *de qua* applicando quanto previsto dai commi 5, 8 e 9 dell'art. 9 del TICA, non essendo stata inviata la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo corredata del progetto di rete preventivamente validato entro 90 giorni lavorativi dall'accettazione del preventivo.

A tal proposito, l'Autorità ha richiamato il consolidato orientamento interpretativo espresso in precedenti decisioni giustiziali (si vedano le deliberazioni 298/2015/E/eel, 42/2019/E/eel, 403/2020/E/eel, 378/2022/E/eel, 40/2023/E/eel e 396/2023/E/eel) ribadendo che – in tutti i casi in cui il richiedente si sia impegnato a curare gli adempimenti dell'iter autorizzativo dell'impianto di rete e, quindi, anche la redazione del progetto di rete – l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo deve essere presentata entro il termine previsto e necessariamente corredata anche dal progetto di rete validato dal gestore, in quanto detta validazione rappresenta un requisito fondamentale, perché riguarda, la realizzazione non dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì di opere di rete, come tali destinate invece ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset.

Nondimeno, l'Autorità ha rilevato che il gestore, per un elementare dovere di *clare loqui* e nel rispetto dei principi di buona fede e correttezza, avrebbe dovuto dar conto, nella motivazione delle comunicazioni di decadenza, che la dichiarazione attestante l'avvio dell'iter autorizzativo doveva essere corredata anche del progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal medesimo gestore. D'altra parte, il descritto quadro regolatorio doveva comunque essere conosciuto dal reclamante, quale "professionista del settore", in ragione della diligenza "specifica" richiesta dalla natura professionale dell'attività esercitata ex art. 1176, comma 2 del c.c. e per il noto principio per cui *ignorantia legis non excusat*.

Settore gas

Con riferimento al settore del gas, la decisione adottata dall'Autorità nel 2023 ha riguardato la tematica che segue.

Codice di rete

Con delibera 3 agosto 2023, 360/2023/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Miwa Energia S.p.a. nei confronti di S.I.DI.GAS Società Irpina Distribuzione Gas S.p.a.", l'Autorità ha precisato che la regolazione di settore che disciplina l'erogazione del bonus gas dispone, tra l'altro, che:

- ai sensi dell'art. 9 dell'allegato B alla deliberazione 63/2021/R/com, una volta individuate le forniture aventi diritto al *bonus* sociale gas, entro il decimo giorno lavorativo di ciascun mese il Sistema informativo integrato aggiorna il Registro centrale ufficiale con le informazioni riguardanti l'attivazione del *bonus* sociale gas sul punto di riconsegna, dandone notifica all'impresa distributrice, all'utente della distribuzione e alla controparte commerciale, abbinati al punto di riconsegna stesso;
- l'impresa di distribuzione, l'utente della distribuzione e la controparte commerciale applicano il *bonus* ai sensi dell'art. 10 dell'allegato A alla deliberazione 63/2021/R/com (si veda art. 9, comma 7, dell'allegato B alla deliberazione 63/2021/R/com);
- l'art. 10, comma 2, dell'allegato A alla deliberazione 63/2021/R/com prevede che il *bonus* sociale gas venga riconosciuto ai clienti domestici diretti tempestivamente ai sensi del CRDG, mediante l'applicazione, pro-quota giorno, di una componente tariffaria di valore negativo, espressa in euro per punto di riconsegna per anno, arrotondata con criterio commerciale alla seconda cifra decimale;
- il paragrafo 12.4.2 del capitolo 12 del CRDG – nel disciplinare le tempistiche di emissione delle fatture – prevede che queste siano emesse dall'impresa di distribuzione su base mensile e con cadenza di norma mensile, mentre il successivo paragrafo 12.4.5 dispone che il termine di pagamento delle fatture da parte degli utenti è stabilito a 30 giorni dalla fine del mese di emissione della fattura.

L'Autorità ha chiarito che, dal tenore letterale delle suesposte norme, risulta evidente che l'inciso "con cadenza di norma mensile" contenuto nel paragrafo 12.4.2 del CRDG non può in nessun modo essere inteso – come erroneamente fatto dal gestore – al pari di una espressa deroga alla fatturazione mensile, in quanto ciò sarebbe contrario alla *ratio* della deliberazione 63/2021/R/com volta ad assicurare l'erogazione del *bonus* ai clienti finali in tempi certi e rapidi, nonché ai generali canoni di buona fede e correttezza. Da ciò consegue la censurabilità del comportamento del gestore che non adotta una fatturazione mensile del *bonus* gas a favore della società di vendita.

Inoltre, se già può definirsi – pur in mancanza (al tempo del reclamo) di una previsione espressa relativa alla tempistica di pagamento delle fatture "negative" – contrario alla citata *ratio* ed ai generali canoni della buona fede e della correttezza che il gestore non abbia pagato le fatture negative relative al *bonus* gas entro un termine analogo a quello previsto per il pagamento delle fatture da parte degli utenti della distribuzione, risulta ancor più censurabile e contraria alla regolazione di settore la prosecuzione di tale condotta anche dopo l'intervento integrativo, operato dall'Autorità, con la deliberazione 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022, sul citato paragrafo 12.4.4 del CRDG.

Con il suddetto intervento è stato, infatti, esplicitato – proprio per garantire agli utenti della distribuzione certezza circa la tempistica di riconoscimento del credito vantato verso l'impresa di distribuzione e scongiurare eventuali condotte opportunistiche di quest'ultima – che anche per le fatture "negative" (ovverosia in tutti quei casi in cui dalla fattura di distribuzione emerge un debito dell'impresa di distribuzione nei confronti dell'utente) l'Impresa di distribuzione è tenuta alla liquidazione di tali importi entro la tipica scadenza di pagamento delle fatture di distribuzione disposta dal CRDG.

Inoltre, il gestore non può invocare il “... *pesante indebitamento maturato dalla gestione passata* ...” quale causa di forza maggiore che lo esimerebbe dal pagamento delle fatture nei confronti della società di vendita in relazione al *bonus gas*, in quanto le vicende relative alla precedente gestione e le difficoltà economico-finanziarie rientrano nell'ordinario rischio d'impresa correlato alla gestione dell'attività di distribuzione del gas per cui non possono integrare gli estremi della forza maggiore, trattandosi di circostanze riconducibili alla sfera giuridica del gestore, pena la violazione del principio della *par condicio* tra le stesse (in tal senso, Consiglio di Stato, sez. VI, 9 novembre 2020, n. 6887).

Nello stesso senso anche la più recente sentenza del Consiglio di Stato, sez. IV, n. 1933/2023, nella quale si legge che “... *Per costante insegnamento giurisprudenziale, infatti, la condizione di difficoltà economica in cui versa il soggetto obbligato non integra una impossibilità sopravvenuta della prestazione e non giustifica l'inadempimento, dovendo la impossibilità avere carattere oggettivo e non soggettivo* ...”.

Non può essere considerata legittima neppure la condotta del gestore che omette il pagamento delle fatture negative all'utente della distribuzione a titolo di *bonus gas*, subordinandolo alla “*esecuzione della procedura concordataria*”, in quanto le partite economiche relative al *bonus sociale* sono sottoposte a un vincolo di destinazione legale che ne identifica quali beneficiari non gli utenti della distribuzione, bensì i consumatori finali (si veda per esempio, art. 3 decreto legge 1° marzo 2022, n. 17), per cui non possono essere impiegate per altre finalità, né dal distributore, né dai suoi utenti.

I clienti finali ricevono la suddetta agevolazione economica sotto forma di sconto in bolletta, che è applicato dai relativi venditori/utenti della distribuzione, ai quali, a loro volta, è riconosciuto analogo sconto dal relativo distributore che viene compensato dal sistema. Trattandosi, quindi, di erogazioni che non sono destinate al distributore, in ragione della sua attività tipica di impresa, ma sono funzionali alla traslazione d'un beneficio alla clientela finale – per cui il distributore diviene mero tramite di tale traslazione – detti importi non possono che ritenersi sottratti *ex lege* ad eventuali procedure concorsuali.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2023 (gennaio- dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il TAR Lombardia, sede Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2023, si rinvia alle tavole 11.10 e 11.11, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.12, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.10 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2023*

CONTENZIOSO	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	519	334	57
- di merito	1.561	408	346
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	270	206	60
- su appelli della controparte	346	62	107

Fonte: ARERA.

TAV. 11.11 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2023*

ANNO	N. RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0		1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
2022	1.081	13	1	13	32	13	50	3	7	21	9	1	23
2023	322	9	0	14	20	9	64	3	6	15	5	4	42
TOTALE	4.482	334	57	519	408	346	1.561	206	60	270	62	107	346

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.12 *Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2023*

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(**)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI ^(*)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66

(segue)

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI (*)
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	2,1	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	1,8	127
2012	589	64	10,9	10	15,6	1,7	176
2013	646	82	12,7	17	20,7	2,6	206
2014	677	82	12,1	5	6,1	0,7	169
2015	668	88	13,2	18	20,5	2,7	125
2016	823	92	11,2	13	14,1	1,6	199
2017	928	189	20,4	79	41,8	8,5	180
2018	715	110	15,4	41	37,3	5,7	83
2019	580	42	7,2	9	21,4	1,6	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	22	33,3	3,4	74
2022	745	101	13,6	4	4,0	0,5	1081
2023	640	41	6,4	1	2,4	0,2	322
Totale	13.245	1.442	10,9	342	23,7	2,6	4.482

(*) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

(**) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(***) Si intende il numero di atti complessivamente emessi in quell'anno.

Fonte: ARERA (dati disponibili al 31 dicembre 2023).

Su un totale di 13.245 atti complessivamente approvati (delibere, segnalazioni, memorie, ecc.) dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2023), sono state impugnate 1.442 delibere, pari al 10.9%, e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 342, pari al 23.7% del totale delle delibere impugnature e al 2.6% di tutti gli atti complessivamente adottati. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97.4%.

Nell'anno 2023, si è registrato un decremento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente, ma sempre superiore alla media storica: 322 nel 2023, rispetto ai 1.081 ricorsi nel 2022 (74 ricorsi nel 2021, 144 nel 2020). Il numero di ricorsi è dovuto, in larga parte, come per l'anno 2022, all'impugnazione, da parte dei produttori titolari di fonti rinnovabili – della deliberazione 143/2023/R/eel, di attuazione dell'art. 15-bis del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 – per un numero di circa 165 ricorsi.

Nel corso dell'anno 2023, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Nei prossimi paragrafi si procederà ad una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede di Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

In materia di provvedimenti prescrittivi adottati ex delibera 342/2016/E/eel in materia di strategie di programmazione non diligenti di immissioni e prelievi e del riesercizio del potere che è seguito all'annullamento parziale di essi (negli anni 2020-2021) per difetto di istruttoria in merito al presunto risparmio di spesa derivante dagli sbilanciamenti in controfase rispetto allo stato effettivo del sistema, con le sentenze del Consiglio di Stato nn. 6541, 6810, 6874, 6882, 6883, 6897, 6898, 6911, 6912, 6939, 7207, 7314, 7315, 7369, 7442, 7547, 7551, 7964, 8272, 9292 del 2023 e del TAR Lombardia, nn. 2556/2023 e 3107/2023, sono stati affermati alcuni importanti principi. Sulla presunta violazione/elusione del giudicato: *"Come si è anticipato – al di là della legittimità o meno dell'adozione dei nuovi criteri contestati dalla parte ricorrente, ciò che può soltanto costituire oggetto della fase cognitoria poiché espressione del (ri)esercizio della discrezionalità regolatoria di ARERA non coperta dal giudicato – all'esito del giudizio d'appello che ha annullato, in parte qua, gli atti impugnati in prime cure per difetto di istruttoria e di motivazione, ARERA ha dato seguito alla rivisitazione, a partire dai criteri di base, della pregressa decisione prescrittiva, confermandola con diversa motivazione (e per una cifra inferiore), e ciò sulla base di una metodologia (fin qui, quantomeno agli atti del procedimento) inedita, volta a contemperare le esigenze di esecuzione del decisum giurisdizionale e di sussumere la fattispecie sotto le diverse previsioni nel tempo vigenti, comprese quelle sulla base delle quali la ricorrente ha dato luogo agli sbilanciamenti contestati (il periodo di riferimento è il primo semestre 2016). Tale scelta – al di là della sua conformità o meno all'ordinamento – si pone in linea con quell'esigenza della rinnovazione dell'istruttoria voluta dalla sentenza oggetto di ottemperanza. Ora, è vero che la sentenza aveva fatto riferimento alla necessità di verificare gli effetti degli sbilanciamenti sulla determinazione dell'uplift secondo la regola condizionalistica, ma è altrettanto vero che l'aver agito, l'Autorità, con una modalità volta a garantire il massimo beneficio teoricamente ottenibile dal sistema per effetto degli sbilanciamenti, non solo si pone in modo coerente con la stessa logica condizionalistica (escludendo la rilevanza di alcune variabili) ed è idonea a soddisfare i criteri direttivi di rinnovazione dell'istruttoria fissati dal giudicato. D'altronde, l'affermazione di ARERA secondo cui il nuovo provvedimento abbia riconosciuto il massimo beneficio ottenibile è del tutto in linea con le risultanze fattuali emerse all'esito della misura istruttoria disposta da questo Consiglio di Stato allorché la predetta ARERA, con la relazione versata in atti, ha ampiamente giustificato la valutazione zonale degli sbilanciamenti controfase, la valorizzazione degli sbilanciamenti in fase al prezzo zonale (del mercato del giorno prima), applicando quindi un prezzo meno rappresentativo del valore dell'energia (di bilanciamento) in tempo reale e sistematicamente più vantaggioso per l'utente del dispacciamento."* Sulla presunta rilevanza degli sbilanciamenti nella risoluzione di altri problemi estranei agli sbilanciamenti: *"Tale apporto incidentale – che parte ricorrente con l'integrazione della perizia di parte valorizza al fine di sostenere la necessità di una verifica puntuale – è da ritenersi del tutto irrilevante in considerazione della necessità (imposta dalla disciplina di riferimento) di Terna di prendere in considerazione, per la risoluzione di vincoli di sistema, le sole unità abilitate. La metodologia seguita è, dunque, da ritenersi idonea a soddisfare la verifica in concreto disposta dalla sentenza sia in punto di effetti degli sbilanciamenti controfase, sia in punto di relazione con lo stato effettivo del sistema. Il segno reale – correttamente considerato, sempre ai fini dell'esecuzione del giudicato – è stato qui ritenuto in modo non irragionevole modalità di determinazione del segno coerente con l'effettivo reale stato del sistema, e ciò al fine di tener conto del reale contributo degli sbilanciamenti in controfase alla riduzione dell'onere sostenuto da Terna"; "Quanto al secondo profilo di doglianza, occorre, invece, evidenziare che la sentenza ottemperanda si riferisce – puntualmente ed espressamente – ai soli sbilanciamenti in controfase. Ciò pare coerente con la considerazione per la quale vi è un'impossibilità materiale, ancora prima che logica e regolatoria, per cui gli sbilanciamenti in fase possano recare un beneficio al sistema in quanto lo stato eccedentario o deficitario del sistema elettrico è acuito dalle condotte dell'operatore, con la conseguenza che lo sbilanciamento in fase non*

può che imporre a Terna di reperire maggiori risorse per ripristinare l'equilibrio. Viceversa, gli sbilanciamenti in controfase possono contribuire ad una riduzione delle risorse movimentate da Terna per ripristinare l'equilibrio della rete, poiché sono sbilanciamenti di segno contrario a quello aggregato zonale e possono, a determinate condizioni, concorrere a un risparmio della spesa necessaria al mantenimento della rete in sicurezza. Inoltre, più in generale, non è possibile predicare la fungibilità degli sbilanciamenti in fase con le altre risorse del MSD, diverse dal bilanciamento atteso che le risorse su MSD sono offerte a Terna esclusivamente da unità abilitate, sottoposte a stringenti e precisi vincoli tecnici, per potere essere movimentate secondo gli ordini di dispacciamento del gestore della rete (c.d. chiamate)". Sul segno reale: "Quanto al terzo profilo di doglianza la metodologia seguita da ARERA è da ritenersi idonea a soddisfare la verifica in concreto disposta dalla sentenza sia in punto di effetti degli sbilanciamenti controfase, sia in punto di relazione con lo stato effettivo del sistema. Il segno reale (e non convenzionale) – correttamente considerato, sempre ai fini dell'esecuzione del giudicato – è l'unica modalità di determinazione del segno coerente con l'obiettivo di determinare ex post l'effettivo (appunto reale) stato del sistema, al fine di tener conto del contributo degli sbilanciamenti in controfase alla riduzione dell'onere sostenuto da Terna. Ciò pare in linea con la sentenza ottemperanda che ha prescritto che la verifica degli effetti degli sbilanciamenti in fase sia "diretti" [art. 44, comma 1, lettera a), delibera n. 111/2006] che "indiretti" [art. 44, comma 1, lettera b), delibera cit.] sullo 'stato effettivo del sistema', vale a dire 'lo stato in cui il sistema si trovava al momento dello sbilanciamento'".

Con riguardo allo specifico tema dell'aggiornamento del Registro delle Cooperative storiche dotate di rete propria, la sentenza del Consiglio di Stato n. 11357/2023 ha precisato che l'espressione "società cooperative di produzione e distribuzione", di cui all'art. 9, comma 1, secondo periodo, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, deve interpretarsi in senso letterale e tassativo; per cui, "... parlando di 'società cooperative di produzione e distribuzione', il legislatore delegato del 1999 non ha inteso riferirsi a tutte quelle imprese che in qualsiasi forma giuridica avessero continuato a svolgere la propria attività nonostante l'intervenuta nazionalizzazione, bensì unicamente a quelle che avessero provveduto a ciò nella forma delle società cooperative e evidentemente con scopo mutualistico, atteso che solo una porzione della complessiva attività d'impresa si rivolgeva ai non soci. D'altronde ad ulteriore conforto della proposta ricostruzione deve rilevarsi che l'art. 2, comma 2, decreto legislativo n. 79/1999 fa rientrare le 'cooperative di produzione e di distribuzione' nella nozione di 'autoproduttore' di energia elettrica. Ciò lascia intendere perlomeno la presunzione di una 'finalità mutualistica prevalente', la quale, specialmente nel regime giuridico delle società cooperative vigente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/1999, mal si sarebbe potuta conciliare con una forma giuridica diretta al perseguimento di uno scopo eminentemente di lucro, quale quello proprio della società per azioni."

Mercati retail

In materia di aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di tutela, in merito al dovere dell'Autorità di accertare il reale costo di approvvigionamento del gas naturale, come previsto dall'art. 2, comma 12, lettera e), legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dal DL 2 febbraio 2021, n. 17, acquisendo i contratti di copertura finanziaria stipulati dai titolari dei contratti pluriennali di approvvigionamento e verificando, sulla base di essi, l'effettivo allineamento ai prezzi di mercato all'ingrosso dichiarato dagli operatori, le sentenze del Consiglio di Stato n. 10186 e 10188 del 2023 così hanno motivato: "Nessuna delle disposizioni invocate da parte appellante assegna all'Autorità poteri di ispezione e di indagine sui contratti di approvvigionamento e sui contratti di copertura finanziaria conclusi dagli importatori di gas naturale al fine di accertare eventuali extraprofiti dagli stessi

conseguiti. 8.2 L'art. 7, comma 5, del DL 21 marzo 2022, n. 21, convertito dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, ha previsto a carico dei titolari l'obbligo di trasmissione ad ARERA, oltre che al Ministero della transizione ecologica, dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano per finalità di monitoraggio. 8.3 L'articolo citato, pertanto, non fonda alcun potere di verifica di eventuali margini di extraprofitto, come sostenuto da Codacons, poiché la comunicazione dei contratti all'Autorità assolve ad una finalità di monitoraggio strumentale ad una migliore conoscenza delle dinamiche di formazione dei prezzi sul mercato all'ingrosso, finalità che non può sconfinare oltre il perimetro legale e trasformarsi in un penetrante controllo di natura ispettiva sugli operatori di mercato, volto ad accertare le speculazioni da questi poste in essere e che sarebbero la causa della 'fiammata' in rialzo dei prezzi della materia prima. 8.4 Nè vale il richiamo alla teoria dei poteri impliciti che afferisce all'ambito tecnico della regolazione in ragione dell'esigenza di assicurare, in contesti caratterizzati da un elevato tecnicismo, un intervento regolatorio celere ed efficace (si veda Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 2182 del 24 maggio 2016). Poiché la verifica degli extraprofiti nell'approvvigionamento del gas non è strumentale all'obiettivo di aggiornamento tariffario previsto dall'art. 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/1995, nemmeno è predicabile in relazione ad essa un potere implicito in capo all'Autorità. 8.5 La disposizione sopra citata si limita a sancire che l'Autorità stabilisca e aggiorni le tariffe in relazione, oltre che all'andamento del mercato, anche al reale costo di approvvigionamento della materia prima. Per effetto della novella, il reale costo di approvvigionamento assurge, unitamente all'andamento del mercato, a parametro di valutazione dell'aggiornamento tariffario ma non identifica una nuova componente tariffaria corrispondente al costo netto dell'approvvigionamento dall'estero."; "L'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, infatti, prescinde dall'analisi dei contratti di importazione ed è ancorato ai prezzi dei mercati all'ingrosso ai sensi dell'art. 13 DL 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge n. 27/2012 (rubricato 'Misure per la riduzione del prezzo del gas per i clienti vulnerabili'). Quest'ultima disposizione prevede che l'Autorità, nella determinazione dei corrispettivi variabili dei costi di approvvigionamento, faccia gradualmente riferimento ai prezzi di mercato e che, nelle more dell'avvio del mercato italiano all'ingrosso del gas naturale organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME), i mercati da considerare sono quelli europei".

In materia di obblighi del distributore per il caso di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni (c.d. prescrizione biennale del diritto al corrispettivo), le sentenze del Consiglio di Stato n. 11358 e n. 11360 del 2023 hanno affermato che le disposizioni della legge n. 205/2017 – o le previsioni della legge n. 481/1995 o del decreto legislativo n. 93/2011 "non assegnano all'Autorità amministrativa il compito di garantire la circolazione, tra le imprese della filiera, delle informazioni essenziali per far valere le loro reciproche pretese, né di prevenire l'insorgere di contenziosi tra quelle imprese, né di presidiare il rispetto nelle loro reciproche relazioni commerciali dei principi di correttezza e buona fede, e per quanto importanti fossero questi obiettivi e conseguentemente apprezzabile l'intenzione alla base delle delibere impugnate, l'intervento legislativo in parola non poteva costituire occasione per adottare misure – vincolanti per i destinatari – non previste e non strettamente funzionali alla cura degli specifici interessi pubblici da quella stessa legge affidati all'Autorità".

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas, le sentenze del Consiglio di Stato nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023, in riforma delle sentenze di primo grado, in relazione al parametro β (che misura il rischio sistemico del settore), hanno così deciso: "Poiché la scelta del modello volto a determinare il tasso di remunerazione del capitale, unitamente al criterio di determinazione del rischio sistematico, afferiscono al merito delle scelte regolatorie dell'Autorità, il sindacato del giudice amministrativo

è limitato alla verifica della mera attendibilità della decisione regolatoria assunta all'esito dell'applicazione del modello prescelto. In altri termini, il giudice è chiamato unicamente a verificare se la decisione di allineamento del parametro β del servizio di misura con quello di distribuzione rappresenti una soluzione attendibile, e dunque ragionevole, sul piano tecnico discrezionale, in quanto sorretta da un'istruttoria completa e da una motivazione adeguata.(...) 12.6 I documenti sopra richiamati confermano che l'Autorità ha puntualmente esaminato le criticità rappresentate dagli operatori in sede di consultazione – per lo più inerenti allo sviluppo della nuova tecnologia di smart meter – e ne ha motivato il superamento, evidenziando che l'impatto della fase di avvio della sostituzione massiva dei misuratori che aveva giustificato il mantenimento della diversificazione del parametro nel periodo precedente di regolazione tariffaria risaliva ai cinque anni antecedenti e le problematiche riscontrate nella prima fase dovevano ritenersi ormai superate. Si tratta di una motivazione che, in considerazione dei limiti del sindacato di questo giudice, non appare né illogica né irragionevole proprio in ragione del fatto che il mantenimento dell'allineamento era connesso a problematiche transitorie afferenti alla prima fase di installazione dei misuratori elettronici, da ritenersi superate in ragione del tempo trascorso e del consolidamento della nuova tecnologia. 12.7 Parimenti non condivisibile è quanto osservato dal giudice di primo grado sotto il profilo del difetto di istruttoria per mancata considerazione, nella modalità di calcolo del coefficiente, dei valori di imprese che svolgono in via esclusiva l'attività di misura. 12.8 L'art. 7 TIWACC (allegato A alla delibera 583/2015) sancisce che la stima del coefficiente β in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con rating elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale. 12.9 Ne discende che, come chiarito anche dai verificatori, la quantificazione del coefficiente di un'attività non può che passare attraverso la raccolta dei valori del coefficiente stesso riscontrabili per le società quotate che svolgono tale attività. La necessità di calcolare il parametro in questione con riferimento al singolo servizio – e quindi distintamente per il servizio di misura e quello di distribuzione – non impone, contrariamente a quanto sostenuto dal TAR, che la base di analisi sia costituita da società che svolgano in via esclusiva quell'attività, poiché nel caso servizi integrati – come i servizi regolati di misura e di distribuzione – la stretta permeabilità tra di essi giustifica una valutazione del rischio sistematico del primo servizio non disgiunta dalla valutazione dell'altro. Per tale ragione, la scelta di calcolare il parametro β per il servizio di misura delle società regolate che svolgono in via integrata i servizi di misura e di distribuzione sulla base del confronto internazionale con i dati delle imprese regolate che svolgono anche il servizio di distribuzione non appare affetta da palese illogicità o irragionevolezza.”

Servizio idrico integrato

In materia di rettifiche alle determinazioni tariffarie, in seguito ad errori del gestore nella comunicazione dei dati, il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 9602/2023, ha precisato che l'ipotesi di correzione relativa alla componente dei volumi di fatturato, venuta in rilievo nel caso di specie, “non è prevista dalle disposizioni che regolano l'adeguamento tariffario e, in base ai principi generali della regolazione tariffaria, come esplicitati dalla giurisprudenza, nonché ai principi generali dell'affidamento e della buona fede – che ha come corollario il principio di autoresponsabilità, correttamente richiamato dal giudice di primo grado – tali errori non possono che restare a carico del gestore, come ogni altro errore, che attenga all'organizzazione imprenditoriale del gestore stesso, trattandosi, inoltre, di un soggetto che opera professionalmente in uno specifico settore di attività, nel caso di specie, il servizio idrico integrato”. Il Consiglio di Stato ha, quindi, ribadito che l'errore in cui sono incorsi gli ope-

ratori in sede di predisposizione tariffaria *“non può di certo configurarsi come evento eccezionale che consenta una correlativa rettifica ex post, configurabile solo in caso di evento imprevedibile e inevitabile, non imputabile a condotta negligente degli operatori, pena la violazione dei principi di affidamento e di buona fede, nei rapporti intercorrenti tra tutti i soggetti della filiera idrica, ivi compresi gli utenti, oltre che nei rapporti con l’Autorità di regolazione... in linea con il punto di equilibrio individuato dalla regolazione, posto che la commissione di un errore materiale in sede di predisposizione tariffaria non costituisce di certo evento eccezionale, ma evento ordinario imputabile all’operatore del settore il quale non può quindi utilmente invocarlo per far prevalere il proprio interesse alla copertura totale dei costi sull’interesse dell’utente finale a non subire aumenti tariffari eccessivi”* (Consiglio di Stato, Sez. VI, 25 marzo 2019, n. 1958).

In materia di regolazione della morosità del servizio idrico, con le sentenze nn. 3189, 3190, 3191, 3192 e 3194 del 2023, il TAR Lombardia ha evidenziato come il DPCM 29 agosto 2016 abbia imposto all’Autorità di introdurre una disciplina volta alla definizione di piani di rateizzazione, senza prevedere nulla in merito a distinzioni o suddivisioni sulla base della tipologia di utenza o dell’entità della morosità, come preteso da parte ricorrente, di talché la deduzione del gestore non ha alcun supporto normativo. Inoltre, è stato rilevato che *“la ratio della regolazione del settore idrico non è solo quella di garantire una gestione efficiente ed economica del servizio, ma anche di assicurare la tutela dell’utenza, che si pone in tali ambiti quale parte contrattuale debole: a ciò tende la disciplina della rateizzazione che mira a consentire all’utente di adempiere al debito maturato nel rispetto di una tempistica più estesa rispetto a quella ordinaria”*.

In tema di esclusione dall’aggiornamento tariffario per le gestioni temporanee, con la sentenza n. 8449/2023, il Consiglio di Stato ha ribadito che, salvo il caso delle gestioni salvaguardate, il gestore cessato dal servizio, alla scadenza del periodo di affidamento o a seguito dell’anticipata risoluzione della convenzione, ha un obbligo di restituire i beni e gli impianti relativi al servizio idrico integrato che discende direttamente dalla legge (artt. 151 e 172, comma 5, decreto legislativo n. 152/2006) e che è immediatamente esigibile senza necessità di ordine espresso e senza poter essere subordinato a ulteriori prescrizioni che non possono incidere sull’an della consegna e ha, altresì, evidenziato che *“nel caso di gestione provvisoria (...) l’invarianza della tariffa è giustificata fino alla consegna degli impianti per l’operatività del nuovo gestore, mentre l’aggiornamento della tariffa stessa discende dai costi di investimento previsti nel Piano economico finanziario e destinati alla realizzazione degli interventi individuati dal relativo programma, inserito nel Piano d’ambito. Questi investimenti sono però spettanti al gestore d’ambito e non al gestore temporaneo che, quindi, godrebbe di un aggiornamento tariffario ingiustificato”* (Consiglio di Stato, 30 giugno 2020, Sez. VI, nn. 4154 e 4155).

Servizio integrato dei rifiuti

In materia di regolazione tariffaria degli impianti di trattamento di rifiuti (impianti minimi), nel rigettare gli appelli dell’Autorità, con le sentenze nn. 10548, 10550, 10734 e 10775 del 2023, il Consiglio di Stato ha ritenuto *“di immediata evidenza come l’intero sistema, per quanto apprezzabile negli obiettivi e virtuoso nella concezione, si spinga ben oltre l’ambito tariffario, indirizzando l’operatività delle Regioni verso una programmazione razionale che valorizzi le esigenze del territorio fornendo risposte ricavate dallo stesso, ovvero attingendole all’imprenditoria privata ivi esistente, senza che sia stata effettuata a monte un effettivo piano dei fabbisogni rispetto ad un obiettivo di autosufficienza predeterminato”*. Secondo tali sentenze, *“l’Autorità, nel fornire i criteri per individuare gli ‘impianti minimi’ quale fattore essenziale per la chiusura del ciclo integrato dei rifiuti, non solo ha indirizzato*

il potere programmatico delle Regioni, avocandosi un potere di direttiva attribuito allo Stato, che il legislatore non ha inteso delegarle, neppure nelle più recenti novelle di settore (si veda la più volte ricordata legge del 2020 che ha introdotto l'art. 198-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006); ma ha di fatto arricchito di contenuti ad esso estranei il potere pianificatorio delle Regioni, individuando la soluzione 'normativa' alle criticità impiantistiche nella sostanziale acquisizione al sistema pubblicistico di impianti operanti in regime di libera concorrenza".

Contenzioso post sanzioni

In tema di potere dell'Autorità di imporre all'esercente la vendita e la restituzione ai clienti finali di un corrispettivo previsto da una clausola contrattuale illegittima, si segnala la rilevante sentenza 30 marzo 2023, adottata nella causa C-5/22, con cui la Corte di Giustizia, Quinta Sezione, ha statuito che "l'art. 37, paragrafo 1, lettere i) ed n), e paragrafo 4, lettera d), della direttiva 2009/72, nonché l'allegato I di quest'ultima, devono essere interpretati nel senso che essi non ostano a che uno Stato membro conferisca all'autorità di regolazione nazionale il potere di ordinare alle società elettriche di restituire ai loro clienti finali la somma corrispondente al corrispettivo versato da questi ultimi a titolo di 'costi di gestione amministrativa' in applicazione di una clausola contrattuale considerata illegittima da tale autorità, e ciò anche nel caso in cui l'ordine di restituzione in questione non sia fondato su ragioni attinenti alla qualità del servizio di cui trattasi fornito da dette società, bensì sulla violazione di obblighi di trasparenza tariffaria". La pronuncia della Corte di Giustizia è stata originata dall'ordinanza n. 8737/21 del Consiglio di Stato, sez. VI, con la quale il giudice di appello ha sottoposto alla Corte di Giustizia alcune questioni pregiudiziali, chiedendo in particolare se l'art. 37, paragrafo 1, lettere i) e n), e paragrafo 4, lettera d), della direttiva 2009/72, nonché l'allegato I di quest'ultima, debbano essere interpretati nel senso che essi ostano a che uno Stato membro conferisca all'autorità di regolazione nazionale il potere di ordinare alle società elettriche di restituire ai propri clienti finali il ricordato corrispettivo. Con la successiva sentenza n. 11205/2023, il Consiglio di Stato, dunque, ha ricordato, sulla scorta della sentenza della Corte di Giustizia, che la normativa eurounitaria "impone che gli Stati membri adottino misure adeguate per tutelare i clienti finali" e che gli stessi "devono garantire tra l'altro un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzione delle controversie. Per i clienti domestici, in particolare, occorre garantire che gli stessi ricevano informazioni trasparenti in merito ai prezzi e alle tariffe praticati, nonché alle condizioni generali applicabili". Il Consiglio di Stato ha anche affermato che "Se in generale il potere in esame", vale a dire quello prescrittivo, "si pone quale concreto completamento della tutela garantita avverso i comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, nel caso di specie l'ordine di restituzione ne assicura anche una maggiore effettività, in piena coerenza con gli obiettivi predetti indicati dalla Corte di Giustizia".



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2023

Attività di consultazione

L'Autorità svolge da sempre una intensa attività di consultazione pubblica, sia su provvedimenti regolatori di carattere generale nei settori di competenza, sia su provvedimenti di natura programmatica di rilevante importanza istituzionale, al fine di arricchire e rendere sempre più trasparente il percorso decisionale.

Nel corso del 2023 sono stati pubblicati 39 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), in leggera diminuzione rispetto al dato dell'anno precedente (nel 2022 ne sono stati pubblicati 44), ma in linea con il *trend* storico se si estende l'orizzonte temporale di riferimento. La durata media delle consultazioni nel 2023 è stata di 33 giorni.

In particolare, nel 2023 sono stati pubblicati 10 documenti per la consultazione per il settore del gas, 14 documenti per quello dell'energia elettrica e 3 documenti relativi ad aspetti trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale; lato ambiente, sono stati pubblicati 3 documenti per la consultazione per il settore idrico integrato, 4 per il settore dei rifiuti e 4 per quello del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Con riferimento ai temi istituzionali, nel 2023 si è svolta la consultazione per l'aggiornamento del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2024-2026 in coerenza con le indicazioni dell'Autorità nazionale anticorruzione. Inoltre, con la delibera 15 novembre 2023, 525/2023/A, è stata adottata la rendicontazione intermedia 2022-2023 del Quadro strategico 2022-2025, che è stata, peraltro, al centro delle audizioni periodiche, svoltesi sulla piattaforma online nelle giornate del 21 e 23 novembre 2023. Tale processo di confronto pubblico ha contribuito alla pianificazione e al coordinamento delle strategie per il biennio 2024-2025, tenuto conto del contesto socio-economico, segnato dalle difficoltà della ripresa economica *post*-pandemia, dai conflitti bellici e in generale dai nuovi assetti dei mercati energetici.

Nel corso degli ultimi anni si è andato progressivamente ampliando il numero di procedimenti sottoposti al doppio *round* di consultazione e quindi sostanzialmente assimilabili all'AIR.

Nel 2023 ciò è avvenuto per il procedimento relativo all'introduzione di modifiche e integrazioni al Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG). Più precisamente, in considerazione delle osservazioni pervenute al primo documento per la consultazione 114/2023/R/gas, sono state introdotte, nel successivo documento per la consultazione 351/2023/R/gas, alcune modifiche e integrazioni al TISG, funzionali al passaggio dei punti di riconsegna della rete di distribuzione dal trattamento annuale a quello mensile. In materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, con il documento per la consultazione 173/2023/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione diversi temi complementari o, in alcuni casi, preliminari alla successiva consultazione 423/2023/R/eel.

Nei settori ambientali, le modalità di aggiornamento biennale (2024-2025) delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani, contenute nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif, sono state

coordinate con le misure – poste in consultazione con il documento 214/2023/R/rif – volte alla definizione dei costi efficienti della raccolta differenziata e tese al progressivo miglioramento del grado di copertura dei costi.

Gli ulteriori procedimenti con doppio *round* di consultazione pubblica sono stati, nel 2023, i seguenti:

- regolazione degli schemi tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani (documenti di consultazione 643/2022/R/rif e 262/2023/R/rif);
- definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento (documenti di consultazione 388/2023/R/tlr e 546/2023/R/tlr);
- aggiornamento della disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (documenti di consultazione 442/2023/R/idr e 541/2023/R/idr);
- metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4) (documenti di consultazione 442/2023/R/idr e 543/2023/R/idr).

Infine, nel 2023 l’Autorità, in ragione della rilevanza e complessità dei temi, ha inoltre deciso di sottoporre ad AIR:

- il procedimento di revisione della regolazione della Bolletta 2.0, avviato con delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com, cui ha già fatto seguito un primo documento per la consultazione (517/2023/R/com);
- il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento da applicare dal 1° gennaio 2025, avviato con delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2023 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
7 febbraio 2023	41/2023/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022 in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale. Orientamenti dell’Autorità in relazione a misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale
14 febbraio 2023	49/2023/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL) – Orientamenti
21 marzo 2023	114/2023/R/gas	Gas	Orientamenti in merito alla definizione del trattamento mensile degli smart meter gas di classe G4 e G6 ai fini del settlement
20 aprile 2023	173/2023/R/eel	Elettricità	Verso un modello di sviluppo selettivo degli investimenti nella rete di distribuzione dell’energia elettrica – Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi piani
4 maggio 2023	186/2023/R/eel	Elettricità	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022: orientamenti in merito alle procedure delle comunicazioni funzionali alla permanenza
16 maggio 2023	212/2023/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell’energia elettrica di cui all’art. 1, comma 60, della legge n. 124/2017. Orientamenti per la definizione della regolazione del servizio e delle modalità di identificazione degli esercenti
16 maggio 2023	214/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari e la definizione degli standard tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento
23 maggio 2023	229/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di regolazione della qualità tecnica

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
23 maggio 2023	230/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di regolazione della trasparenza
13 giugno 2023	262/2023/R/rif	Rifiuti	Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani. Orientamenti finali
20 giugno 2023	275/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)
27 giugno 2023	293/2023/R/gas	Gas	Servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale. Interventi propedeutici all'individuazione dei fornitori dei servizi a partire dal 1° ottobre 2023
28 giugno 2023	301/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'aggiornamento del Testo integrato connessioni attive (TICA). Semplificazione iter di connessione
18 luglio 2023	327/2023/E/com	Elettricità/Gas/ Idrico/ Rifiuti	Revisione del Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni
25 luglio 2023	341/2023/R/gas	Gas	Aggiornamento della disciplina del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale in tema di garanzie
25 luglio 2023	351/2023/R/gas	Gas	Modifiche e/o integrazioni al Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)
3 agosto 2023	377/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la riforma della disciplina della profilazione convenzionale dei prelievi ai fini del settlement e del meccanismo di approvvigionamento dell'energia "residuale"
3 agosto 2023	381/2023/R/com	Elettricità/Gas	Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica
3 agosto 2023	382/2023/R/eel	Elettricità	Revisione del contributo tariffario in acconto nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica
3 agosto 2023	388/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento
26 settembre 2023	423/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027
26 settembre 2023	424/2023/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di stato n. 8523 del 5 ottobre 2022 e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019
3 ottobre 2023	442/2023/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4). Inquadramento generale e linee d'intervento
5 ottobre 2023	445/2023/R/eel	Elettricità	Approvvigionamento a termine delle risorse interrompibili per l'anno 2024
10 ottobre 2023	451/2023/R/gas	Gas	Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT)
10 ottobre 2023	461/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti in merito alla verifica di allineamento dei dati funzionali alla gestione della fornitura dei clienti finali serviti in maggior tutela, in vista del passaggio al servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici non vulnerabili
17 ottobre 2023	471/2023/R/eel	Elettricità	Modifiche e integrazioni alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio del mercato della capacità per il periodo di consegna 2024
19 ottobre 2023	474/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027

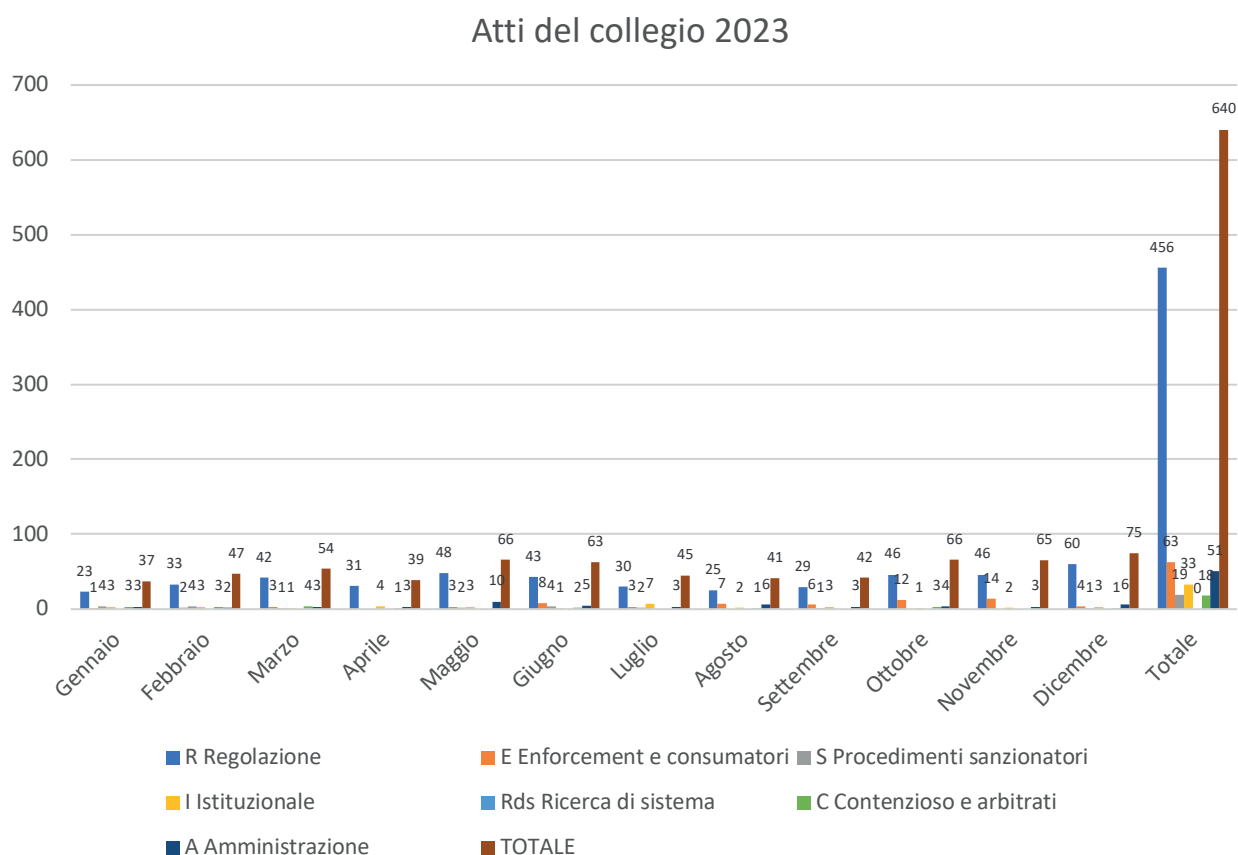
(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
7 novembre 2023	505/2023/R/eel	Elettricità	Definizione dei criteri e delle procedure per l'individuazione e la gestione dei crediti non recuperabili da Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento
7 novembre 2023	514/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani
7 novembre 2023	517/2023/R/com	Elettricità/Gas	Revisione della regolazione della Bolletta 2.0 per maggiore semplicità, comprensibilità e uniformità
21 novembre 2023	540/2023/R/eel	Elettricità	Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel DLgs n. 210/2021 e nel DLgs n. 199/2021 in tema di mobilità elettrica. Proposte di revisione della regolazione
21 novembre 2023	541/2023/R/idr	Idrico	Aggiornamento della disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato. Orientamenti finali
21 novembre 2023	543/2023/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4). Orientamenti finali
22 novembre 2023	545/2023/R/eel	Elettricità	Modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di energia elettrica (imprese "energivore") a decorrere dal 1° gennaio 2024. Attuazione delle disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023
24 novembre 2023	546/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la definizione del metodo tariffario del servizio di teleriscaldamento nel periodo transitorio
5 dicembre 2023	573/2023/R/gas	Gas	Modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas
12 dicembre 2023	588/2023/R/gas	Gas	Introduzione di una neutrality charge per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022
19 dicembre 2023	599/2023/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2024-2026

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2023 sono stati complessivamente 640, in diminuzione del 14% rispetto all'anno precedente (erano stati 745 nel 2022) e sostanzialmente in linea rispetto al 2021 (quando erano stati 639); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 53 provvedimenti, con mantenimento di livelli costanti oltre la media nei mesi di maggio, giugno, ottobre, novembre e dicembre (rispettivamente 66, 63, 66, 65 e 75 atti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2023

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimento mensile dell'Autorità per l'anno 2023 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimento per l'anno 2023

MACROAREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	23	33	42	31	48	43	30	25	29	46	46	60	456	71,25
E – Enforcement e consumatori	1	2	3		3	8	3	7	6	12	14	4	63	9,84
S – Procedimenti sanzionatori	4	4	1		2	4	2		1			1	19	2,97
I – Istituzionale	3	3	1	4	3	1	7	2	3	1	2	3	33	5,16
C – Contenzioso e arbitrati	3	3	4	1		2		1		3		1	18	2,81
A – Amministrazione	3	2	3	3	10	5	3	6	3	4	3	6	51	7,97
Rds – Ricerca di sistema													0	
TOTALE	37	47	54	39	66	63	45	41	42	66	65	75	640	100

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 456 atti, ovvero il 71,2% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2023, e, a seguire, le macro-aree afferenti a: i) le attività di "Enforcement e consumatori" con 63 atti, pari al 9,8% della produzione provvedimento; ii) l'attività di "Amministrazione", con 51 atti, pari all'8%; iii) l'attività "Istituzionale", con 33 atti, pari a circa il 5,2% del totale.

Completano la produzione provvedimentoale i "Procedimenti sanzionatori" con 19 atti, ovvero il 3% del totale, e i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" che sono stati in numero di 18 nel 2023 (2,8%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022 e quelli adottati nel 2023, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2022 e 2023, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2022		2023	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	487	65,37	456	71,25
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	64	8,59	63	9,84
S – Procedimenti sanzionatori	103	13,83	19	2,97
I – Istituzionale	39	5,23	33	5,16
C – Contenzioso e Arbitrati	13	1,74	18	2,81
A – Amministrazione	38	5,10	51	7,97
RDS – Ricerca di sistema	1	0,13	0	0
TOTALE	745	100	640	100

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala una contenuta diminuzione pari al 6% del livello dell'attività provvedimentoale (456 atti rispetto ai 487 del 2022 e ai 418 del 2021), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità. In particolare, quanto al settore energetico, sono stati adottati 184 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 113 provvedimenti nel settore del gas, 31 provvedimenti intersettoriali, 3 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2023 sono stati adottati 57 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 50 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 15 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Si registra una significativa contrazione del dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei "Procedimenti sanzionatori", dovuta essenzialmente alla straordinaria attività nel 2022 di conclusione della maggior parte degli oltre 100 procedimenti avviati negli anni precedenti per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Risultano stabili gli atti dell'area "*Enforcement* e consumatori" mentre sono in aumento i provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati", come anche quelli dell'area "Amministrazione". I dati relativi al raggruppamento "Istituzionale" appaiono nel 2023 in moderata diminuzione rispetto ai valori osservati nel 2022.

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Per quanto riguarda la comunicazione, il 2023 ha avuto due importanti *driver*: da un lato gli effetti della crisi energetica sull'informazione e sui comportamenti dei consumatori, dall'altro il graduale processo di fine tutela segmentato per le diverse categorie di clienti.

L'impennata dei prezzi – dovuta alla ripresa industriale *post-Covid* e al conflitto russo-ucraino, con i conseguenti effetti moltiplicativi sulle bollette – e le scelte dei governi di fronteggiare la crisi attraverso manovre straordinarie hanno tenuto altissima l'attenzione dei mezzi di informazione sull'andamento dei prezzi del gas e dell'elettricità. Al tempo stesso, la domanda di chiarezza da parte dei consumatori si è sommata alle riflessioni macroeconomiche, finendo per interessare le redazioni giornalistiche dei gruppi editoriali sia per gli aspetti di economia che di cronaca e attualità. Articoli di taglio consumeristico e riflessioni sull'andamento dei mercati, sul processo di liberalizzazione, sulle scelte dei diversi paesi per contrastare la crisi e sul *mix* energetico tra energie rinnovabili e tradizionali hanno caratterizzato l'intero anno, con punte significative di concentrazione nei momenti degli aggiornamenti mensili e trimestrali di gas ed elettricità da parte dell'ARERA.

Parallelamente, i consumatori hanno dimostrato di avere acquisito maggiori elementi di conoscenza del mondo energetico rispetto al passato, forzati dal bisogno di valutare possibili alternative alle proprie bollette e ai propri contratti.

La comunicazione dell'Autorità verso i consumatori e verso i giornalisti è stata pertanto caratterizzata dal fornire – in modo trasparente e continuo – dati, statistiche, informazioni e strumenti per interpretare gli avvenimenti, trasferire competenze tecniche di base e fornire strumenti (prevalentemente online) per orientarsi nelle scelte in un momento di particolare complessità.

Se la crisi energetica ha guidato le scelte di comunicazione legate alla stretta attualità, per le attività programmabili è stato senz'altro il processo di fine tutela a ricevere la maggiore attenzione. Il processo di graduale abbandono dei prezzi tutelati nella prima parte dell'anno ha interessato le microimprese e nella parte finale dell'anno i consumatori domestici del settore gas.

Con la fine del servizio di maggior tutela per le microimprese nel mercato dell'energia elettrica, fissato per il 31 marzo 2023, si è concluso l'iter per il passaggio di tutte le imprese al mercato libero. La campagna di comunicazione coordinata, ideata e gestita da ARERA in collaborazione con 10 associazioni di categoria e 2 associazioni di amministratori di condominio, dal titolo *"Il mercato tutelato è terminato. Cosa cambia lo decidi tu"*, ha avuto una diffusione capillare anche grazie a Unioncamere, alle Camere di commercio e alle principali associazioni di categoria, tramite i loro strumenti di comunicazione (sito, newsletter, pubblicazioni, social).

Con l'avvicinarsi della scadenza della tutela gas per i consumatori domestici (31 dicembre 2023), l'autunno del 2023 è stato caratterizzato da un lavoro interdisciplinare all'interno dell'ARERA, con varie direzioni coinvolte nell'analisi e scelta dei messaggi informativi da consegnare ai clienti domestici, e dalla ripresa della campagna *"Alessandro Volta: il Portale Offerte"* sui canali radio e Tv della Rai, grazie alla collaborazione con il Dipartimento Informazione ed Editoria della Presidenza del Consiglio.

In occasione del lancio del nuovo sito web (nuova veste grafica e piattaforma informatica con maggiori possibilità di fruizione tramite tablet e *smartphone*), l'Autorità ha scelto di indirizzare maggiormente la propria attenzione verso i consumatori. La *home page* del sito, tradizionalmente orientata verso le informazioni tecniche agli operatori, riporta oggi in posizione privilegiata le informazioni di fruizione immediata per i consumatori e l'accesso agli strumenti di supporto, tutti riuniti nella rubrica "ARERA per il consumatore".

La pianificazione delle azioni di comunicazione previste, invece, per accompagnare anche la fine del servizio di maggior tutela dell'elettricità per i clienti domestici è stata influenzata da due indicazioni normative: lo spostamento della data dal 10 gennaio al 1° luglio 2024 e l'attribuzione della campagna informativa sulla fine tutela al MASE e all'AU (decreto legge energia 9 dicembre 2023, n. 181).

La campagna informativa "Chiedi all'ARERA", con gli strumenti che l'Autorità mette a disposizione dei consumatori, è stata pertanto spostata al mese di giugno 2024, facendola precedere da una ripresa della campagna "Difenditi così" realizzata insieme all'AGCM per contrastare l'insistenza e l'invasione di alcuni *call center* all'avvicinarsi della scadenza della fine tutela.

Relazioni con i *media* e comunicazione

Sulla scia degli eventi dell'anno precedente, il 2023 ha visto rinnovarsi la decisa predominanza del tema energia nell'agenda politica, nell'informazione dei *media* tradizionali e nella comunicazione digitale. A differenza di quanto visto nel 2022, quando i timori erano legati alla sicurezza delle forniture energetiche, il focus si è spostato sull'aumento dei costi legati all'energia per famiglie e imprese e sul superamento della tutela.

L'attività di relazione con i *media* e comunicazione è stata di tipo *push* e di tipo *pull*, da un lato con comunicati stampa e contenuti originali che hanno sollecitato l'uscita di articoli, servizi, video e dibattiti su *media* tradizionali e *social*, e dall'altro con richieste di interviste e condivisione dei contenuti di ARERA da parte di giornalisti e portatori di interesse che hanno accresciuto lo spazio dedicato all'Autorità, alla tematica energetica e di fine tutela e al Collegio.

Più integrata e ampia la comunicazione esterna a partire dalla seconda parte dell'anno, con la riorganizzazione interna all'Autorità e la creazione dell'Unità Relazioni con i *media* e comunicazione (RMC), che ha preso il posto dell'ufficio Rapporti con la stampa e *mass media*, all'interno della Direzione Comunicazione.

RMC ha integrato e rafforzato, dalla seconda parte dell'anno e ancora di più dall'inizio del 2024, tutte le attività. Oltre a coordinare la comunicazione, incluse le campagne *advertising*, le attività di informazione e divulgazione agli *stakeholder* attraverso i *media*, *old* e *new*, ha ampliato il proprio perimetro anche verso un pubblico internazionale, assicurando una comunicazione chiara, trasparente, univoca.

L'anno è stato caratterizzato, nei primi mesi, dalla fine dei servizi di tutela per le microimprese mentre successivamente il dibattito, tanto mediatico quanto politico, si è concentrato sull'opportunità e la possibilità di rinviare ulteriormente questo passaggio per i clienti domestici.

L'argomento bollette, da sempre tematica centrale per l'ARERA e l'opinione pubblica, ha coperto sempre maggiore spazio a livello mediatico a causa di diversi fattori: la maggiore frequenza dell'aggiornamento dei prezzi, le nume-

rose normative approvate, l'aumento dei prezzi e l'inflazione e, di conseguenza, il *buzz* generale. Pertanto, oltre che alla comunicazione, forte attenzione è stata dedicata all'ascolto, al monitoraggio e alla prevenzione delle crisi.

In un quadro dominato forzatamente dai temi legati al gas e all'energia elettrica, non si è tralasciata comunque la diffusione dei principali interventi negli altri settori regolati dall'Autorità: il sistema idrico integrato, i rifiuti, il telecalore. Si citano, a titolo esemplificativo, le attività di comunicazione legate alle quattro delibere del c.d. "pacchetto rifiuti", al nuovo Metodo tariffario (MTI-4) per il servizio idrico integrato e alle delibere di proroga degli aiuti per le popolazioni colpite da eventi calamitosi.

Forte impulso è stato impresso a tutta la comunicazione online, sviluppando ancora i canali *social* dell'Autorità (Twitter/X, LinkedIn, YouTube e Facebook). È stato inoltre necessario adattarsi alle nuove complessità emerse con il cambiamento di dinamiche (*mission*, pubblico, strumenti e algoritmi) di alcune piattaforme *social*.

È proseguita anche nel 2023 la collaborazione con la trasmissione di Rai Radio1 "Sportello Italia Recovery", con uno spazio fisso settimanale dedicato all'approfondimento dei temi legati alla regolazione e affidato alle voci di alcuni rappresentanti dell'Autorità. Nel mese di dicembre, infine, si è aggiunta anche la collaborazione fissa con Repubblica.it che prevede la pubblicazione regolare nella sezione "Esperto diritti e consumi" di un contributo realizzato in collaborazione con l'Unità RMC sotto l'etichetta "Risponde ARERA, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente".

L'analisi media

Nel 2023 sono incrementate la produzione e la diffusione di comunicati stampa (passati da 29 a 39) a cui è stata affiancata una costante attività di relazione con le redazioni, resa necessaria anche dal significativo incremento di giornalisti non addetti ai lavori, oltre che dalla delicatezza e dalla complessità delle tematiche energetiche trattate.

Crescono i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura anche per il maggiore spazio dato al tema del fine tutela, sia per il gas sia per l'energia elettrica, unitamente ai temi del caro energia, della crisi del gas e dell'andamento delle bollette. In un contesto così delicato è aumentato l'interesse giornalistico per tutte le notizie riguardanti i temi energetici, riprendendo più che in passato anche le comunicazioni più tradizionali. Il meccanismo "trimestrale previsionale" per l'elettricità e "mensile *ex post*" per il gas, per esempio, è stato oggetto di ripetute illustrazioni ai giornalisti, contribuendo a modificare le agende ordinarie delle redazioni e aumentando l'aspetto divulgativo verso i cittadini.

Da gennaio a dicembre 2023 sono state 13.257 le citazioni radio, tv, stampa e testate online. Per la maggior parte si tratta di citazioni sulle testate nazionali, 8.683, pari al 65,5% del totale; segue la stampa regionale e locale con il 34,5% (4.574 articoli).

La stampa cartacea registra complessivamente 6.473 articoli che hanno citato l'Autorità (-17% rispetto al 2022). I quotidiani cartacei con il maggiore numero di citazioni sono: Il Sole 24 Ore (177), Il Corriere della Sera (71), e Il Messaggero (32). Le testate online che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: Ansa.it (163), Repubblica.it (139), IlSole24ore.com (123), IlGiornale.it (121), Fanpage.it (69), IlFattoQuotidiano.it (66), Corriere.it (65). La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), di

pari passo con quella web, è triplicata rispetto al 2022, registrando pertanto il numero più alto degli ultimi anni. Per quanto riguarda i settori di interesse dell’Autorità, l’attenzione dei giornalisti è rivolta al gas (45,5% degli articoli), seguito dall’elettrico (38,5%), dal settore ambientale (9%) e dal settore idrico (7%). Molta rilevanza, come detto, per il fine tutela e il passaggio al mercato libero con 1.695 articoli, specie nell’ultimo bimestre del 2023 con l’approssimarsi delle scadenze del passaggio; a seguire le bollette, che hanno totalizzato 5.106 citazioni, poi l’argomento provvedimenti con 3.222 citazioni.

Per quanto riguarda le testate online, sono stati 5.680 gli articoli che hanno citato l’Autorità su circa 28.000 uscite web che citano ARERA, composte dal 47% di notizie online, portali e aggregatori, 30% di blog, 9% tweet, 7% quotidiani e 3% forum. Il *sentiment* generale anche in questo caso, come per la stampa, è prevalentemente neutro. Dai dati emerge che mentre quotidiani e web (a eccezione dei *social*), a parità di numero di uscite, hanno una maggiore *reach* (diffusione), per i *social* risulta maggiore l’*engagement* (l’interazione con i lettori/*follower*). Il portale che dà maggiore visibilità è msn.it, con i suoi 176 milioni di *reach* potenziali; il contenuto con maggiore *engagement* è stato un video pubblicato su TikTok con circa 7.600 interazioni.

Il passaggio al mercato libero e il tema del fine tutela, unitamente alla questione del caro energia e costo delle bollette, ha inciso anche sulle trasmissioni radio-tv. In aumento del 15% rispetto al 2022 gli interventi, gli approfondimenti e i servizi sull’Autorità. Sono, infatti, 1.104 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l’Autorità (contro le 960 del 2022), 775 delle quali televisive. Il *sentiment* complessivo del 2023, cioè la percezione dell’intervento, resta prevalentemente positivo-neutro. Nonostante l’abbandono generale della tv tradizionale da parte dei telespettatori, la *coverage* complessiva, ovvero la platea raggiunta, si è mantenuta sui livelli del 2022, grazie all’aumento del numero degli interventi di ARERA. Maggiore spazio è stato dedicato all’Autorità sulle reti Rai (21%), con Rai 1 e Rai 3 in prevalenza, mentre le reti private hanno registrato il 16%, con la prevalenza di Canale 5 e Tgcom24. Per quanto riguarda la radio (329 *clip* di interventi totali), sono Rai Radio 1 (119) e Radio 24 (75) ad avere citato più spesso l’Autorità, anche grazie alla rubrica fissa del venerdì su Rai Radio 1 “Sportello Italia Recovery”.

I social media

Anche nel 2023, come negli anni precedenti, è aumentato il pubblico di ARERA sui *social media* presidiati con un profilo (LinkedIn, Twitter, YouTube, Facebook) ma anche sugli altri (Instagram, TikTok). Tutti i canali, ognuno con le proprie strategie e dinamiche specifiche, hanno registrato una crescita costante e un posizionamento dei profili/pagine (istituzionali o prodotto) per quanto riguarda i settori e i temi di interesse dell’Autorità. A fine anno il pubblico fidelizzato (inteso come numero di iscritti/*follower* ai diversi profili/pagine) è arrivato a quota 74.000 *follower*, confermando l’alto tasso di crescita del 28% registrato anche nei 12 mesi precedenti, e anche la più ampia platea dei visitatori singoli è cresciuta, aumentando l’*engagement* con riferimenti, condivisioni, commenti e menzioni su profili/pagine esterni. I contenuti autoprodotti (303) sono stati realizzati seguendo un piano editoriale e strategico che ha tenuto conto delle differenze di pubblico, linguaggio e *format* presenti sulle varie piattaforme utilizzate.

In particolare, l’attività *social* ha accompagnato tutte le fasi programmate della campagna sul fine tutela microimprese (e condomini) diffondendo i contenuti in un kit di materiali grafici (locandine, *banner* per newsletter,

card per social media), ciascuno personalizzato con logo delle associazioni e rimando al link di approfondimento nelle pagine del sito www.arera.it.

In occasione della Cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale 2023*, l'attività *social* si è concentrata sulla promozione dell'evento, il *live twitting*, la diffusione dei materiali informativi e le interviste realizzate per l'occasione.

In seguito all'aggiudicazione della gara di comunicazione da parte del fornitore, negli ultimi mesi dell'anno sono state attivate le attività di pianificazione strategica e produzione delle nuove iniziative di comunicazione da realizzare nel corso del 2024. Per accompagnare una campagna di informazione e sensibilizzazione sui temi legati alla fine del Servizio Tutela gas e alla scelta di nuove offerte nel mercato libero, la pagina Facebook è stata riportata alle sue origini: abbandonato il nome della campagna 'Difenditi così', la pagina è tornata nuovamente sotto il titolo de 'Il Portale Offerte'. L'aumento esponenziale delle interazioni (soprattutto commenti) in questa delicata fase di passaggio ha reso necessario impostare un sistema di moderazione e risposta alle innumerevoli domande e casistiche.

All'attività di comunicazione "attiva" – focalizzata sulla produzione e diffusione di contenuti relativi a servizi, attività e iniziative di ARERA in ambito nazionale e internazionale e sulla divulgazione degli interventi e delle partecipazioni del *management* – già dal 2021 è stata affiancata un'attività di monitoraggio. Come già spiegato, nel corso del 2023 la forte attenzione per gli eventi legati all'attualità geopolitica mostrata nel 2022 si è focalizzata maggiormente sulle ricadute economiche per le famiglie italiane e sulle preoccupazioni legate alle bollette. Come risultato, nel corso dell'anno si è registrato un aumento esponenziale dei contenuti *social* alimentato non solo dal dibattito tra giornalisti, operatori e addetti al settore ma anche dai molteplici interventi da parte dei cittadini. Per tale ragione a fine 2023 è stato avviato un laborioso processo per l'implementazione dell'intelligenza artificiale sul sistema di monitoraggio web, allo scopo di rendere ancora più accurati i risultati, analizzare le tematiche più ricorrenti e affinare la comprensione del *sentiment*.

Oltre 25 mila tra citazioni e tematiche *consumer* dell'ARERA sui *social* registrate nel 2023 e un *engagement* di oltre 227.900 utenti. Il *social* che ottiene maggiori risultati si conferma Twitter (oggi X), su cui l'Autorità ha ottenuto a fine 2023 la "coccarda grigia" di utente istituzionale verificato.

Alla luce dei risultati ottenuti nel corso del 2022, in termini di coinvolgimento del personale interno e di diffusione dei messaggi verso l'esterno, nel 2023 è proseguita l'attività di *employee advocacy* che ha incoraggiato i dipendenti a farsi parte attiva nella condivisione dei contenuti diffusi attraverso i canali social di ARERA, ma anche nella pubblicazione e approfondimento di specifici aspetti. Questo con lo scopo di aumentare lo spirito di appartenenza all'istituzione e il sentirsi "*ambassador*", come da migliori pratiche nazionali e internazionali.

La pagina aziendale di ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera), nata nel 2019, è rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Nella pagina istituzionale vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e consultazioni, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, bandi e avvisi, *report*, schede e approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale di ARERA nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività e l'interesse per l'attualità dei temi trattati hanno fatto crescere anche nel 2023 il numero dei *follower* organici del

30% rispetto al 2022, arrivando a superare quota 53.500 a fine anno, con alti tassi di interesse e *click through rate* (CTR). Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di efficientare il lavoro degli uffici, rispondendo in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende).

Come già illustrato, a partire da dicembre 2023, la pagina prodotto di Facebook "Difenditi così" è stata nuovamente rinominata "Il Portale Offerte" (www.facebook.com/IlPortaleOfferte), cambiando nome e finalità pur mantenendo lo stesso pubblico di riferimento: i consumatori domestici e il tema energia.

La conversione è avvenuta conservando tutti i precedenti *post* già pubblicati e sfruttando la *fanbase* (numero di *follower*) già acquisita e perfettamente in target con le nuove finalità comunicative (3.200 *follower*). I nuovi *post* sono stati realizzati con l'ausilio dell'agenzia di comunicazione Connexia. La mini-campagna sul fine tutela gas ha realizzato oltre 3,2 milioni visualizzazioni dei *post* pubblicati e quasi 125 mila interazioni con i *post* raggiunti anche con campagne *adv*.

Il canale YouTube (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente) ha chiuso l'anno a quota 1.900 iscritti (+46%). La pubblicazione di interventi e interviste radiotelevisive sui temi legati al fine tutela ha prodotto un notevole incremento delle visualizzazioni organiche (non sponsorizzate), in particolare nell'ultimo bimestre del 2023.

Per il profilo Twitter/X (@ARERA_it) è proseguita in maniera costante l'attività di acquisizione organica di *follower* e l'attività generata dal profilo, maggiormente sintonizzato sull'ascolto dei diversi dibattiti soprattutto in occasione di eventi ricorrenti come la comunicazione degli aggiornamenti tariffari per energia elettrica e gas. I contenuti si sono concentrati sulla diffusione dei principali provvedimenti, sugli esiti delle riunioni del Collegio, sugli interventi dei componenti del Collegio e dei direttori sui *media*, nelle Commissioni parlamentari, nei convegni. La *reputation* e il consolidamento del *brand* "ARERA" ha mantenuto quasi invariata la platea di riferimento, che ha superato i 13.500 *follower*.

Eventi e seminari

Gli eventi dell'Autorità costituiscono un efficace strumento di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Nel 2023 la modalità degli eventi è stata prevalentemente in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* 2022 dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo si sono svolti infatti in presenza o in modalità mista, continuando a sfruttare i vantaggi delle piattaforme digitali, nell'uso delle quali si è speso un notevole impegno progettuale e realizzativo.

Grazie alla commistione delle modalità di partecipazione agli eventi, i risultati sono stati rilevanti. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla Direzione Comunicazione per gestire le operazioni di iscrizione, il cerimoniale e i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

La Direzione, inoltre, non ha smesso di investire nel *format* online (*webinar* e dirette in *streaming*), in quanto strumento valido ed efficace per consentire l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2023:

- il seminario su invito "Incontro tecnico di approfondimento su tematiche relative al procedimento ROSS-base" (Milano, 17 gennaio), che ha approfondito, in un *focus group*, le tematiche relative al procedimento ROSS-base;
- il seminario "Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE): presentazione dello schema di articolato documento di consultazione 685/2022/R/eel" (Milano, 8 febbraio e Roma, 14 febbraio), che ha illustrato l'articolato del TIDE posto in consultazione (685/2022/R/eel) e le sue principali novità rispetto alla vigente regolazione del dispacciamento consentendo di raccogliere commenti preliminari da parte dei soggetti interessati;
- il seminario "Infrastrutture gas – Progetti pilota" (Milano, 10 febbraio), che ha permesso di facilitare il processo di presentazione delle istanze di ammissione dei progetti pilota al trattamento incentivante da parte dei soggetti potenzialmente interessati;
- il seminario "Configurazioni per la valorizzazione dell'autoconsumo" (Milano e diretta *streaming*, 22 febbraio), che ha illustrato i contenuti dei provvedimenti adottati dall'Autorità in attuazione dei decreti legislativi nn. 199/2021 e 210/2021 in materia di autoconsumo di energia elettrica;
- la 38ª edizione dell'"European Electricity Regulatory Forum" (Roma, 8 e 9 giugno), evento per il quale ARERA ha affiancato la Commissione europea nell'organizzazione;
- l'evento organizzato in collaborazione con l'Ufficio Studi della giustizia amministrativa (Roma, Palazzo Spada, 6 novembre), avente come oggetto un corso di formazione dal titolo "Seconda giornata di studi su energia, reti ed ambiente: il ruolo di ARERA al tempo della crisi energetica";
- il convegno "Portare a compimento la nuova regolazione del ciclo dei rifiuti: provvedimenti di ARERA" che, nell'ambito della manifestazione "Ecomondo: la fiera per la transizione ecologica" (Rimini, 8 novembre 2023), ha illustrato le novità regolatorie del settore ricomprese nel "pacchetto rifiuti" di recente adozione da parte dell'Autorità.
- le audizioni periodiche dell'Autorità, che si sono svolte online nei giorni 21 e 22 novembre, ai sensi del regolamento (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), e che hanno avuto come oggetto la rendicontazione intermedia 2022-2023 del Quadro Strategico 2022-2025 di ARERA.

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy*, progetto avviato nel 2021 su iniziativa della Direzione Legale dell'Autorità, consistente in un ricco programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'ARERA o da relatori esterni. In particolare, la Direzione Comunicazione si è occupata della parte promozionale, della gestione dei *webinar* e della raccolta e diffusione dei materiali di studio e approfondimento. Nel corso dell'anno 2023 si sono tenuti 6 *webinar* sui seguenti argomenti:

- Lookout Q4-22 – Elemens – *Greed for grid* (20 gennaio);
- Impatto dei costi energetici sulle tariffe in Europa e ruolo dei regolatori idrici europei (17 febbraio);
- Il modello regolatorio virtuale per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso (17 marzo);
- I contratti alle differenze come strumento per lo sviluppo delle energie rinnovabili nell'ambito della Riforma del disegno del mercato elettrico europeo (10 maggio);
- LookOut Q2-23 – Energy – *Price & Prejudice* (9 giugno);
- LookOut Q4-23 – Modelli di mercato e modelli di sviluppo – Universi paralleli (17 novembre).

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che si è tenuta in presenza l'11 luglio 2023 presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei deputati.

La gestione dell'evento comporta attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva sul TG di Rai 2.

I due volumi della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, oltre alla sintesi dei volumi e al testo del discorso del Presidente, hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2023, l'Autorità ha aderito all'accordo quadro Consip per servizi applicativi in ottica *cloud* e PMO e ha dato avvio a un progetto di reingegnerizzazione completa del sito web, ultimato nel novembre 2023 con la pubblicazione della sua nuova versione.

Scopo del progetto è stata una riqualificazione completa del sito, al fine di renderlo più rispondente alle esigenze dei cittadini e conforme alle normative vigenti in termini di accessibilità e fruibilità, secondo le linee guida di *design* per i siti internet e i servizi digitali della pubblica amministrazione di AgID e Designers Italia.

Il gruppo impegnato nel progetto, anche sulla base delle risultanze di interviste realizzate con consumatori e operatori, ha ritenuto utile posizionare in fascia alta una breve descrizione dei compiti dell'Autorità e di indirizzare la navigazione per settore, in modo da facilitare la ricerca di informazioni specifiche su settori definiti. In tutto il portale le icone dei settori fanno infatti da guida e indirizzano gli utenti.

Lo stile del nuovo portale è stato realizzato nell'ottica di aderire alle esigenze dei principali attori e sulla base di queste è stata costruita anche la *home page* comprensiva di un *carousel* composto di immagini e testo esplicativo, di contenuti destinati ai consumatori e, a scalare, delle ultime novità riguardanti le pubblicazioni più tecniche destinate agli operatori.

Gli strumenti e i menu sono stati disegnati per facilitare la navigazione di coloro che consultano il sito anche quotidianamente e che vogliono raggiungere in maniera diretta le informazioni desiderate.

Per quanto riguarda le nuove sezioni create nel corso dell'anno si segnalano quelle accessibili dai *banner* della *home page*: "Fine tutela elettricità: cosa fare", "Fine tutela gas: cosa fare" e "Rientro in maggior tutela prima della scadenza del 1° luglio", con la possibilità di ricercare l'elenco dei venditori. Nell'Atlante per il consumatore è stata invece realizzata una nuova sezione dedicata ai rifiuti, in concomitanza con la razionalizzazione e semplificazione dei menu degli altri settori e l'aggiornamento dei contenuti. Altra sezione che ha visto una riedizione e riorganizzazione dei contenuti attiene ai bonus sociali a seguito delle modifiche normative in materia.

Nelle pagine destinate agli operatori, invece, la navigazione è stata migliorata con l'utilizzo di menu dedicati, box e collegamenti alle pagine più consultate.

Inoltre, al fine di rendere la ricerca degli atti più capillare e soddisfacente, particolare attenzione è stata dedicata all'elenco completo di essi con l'introduzione di più filtri quali "settore", "anno", "tipologia", "numero" e del campo di ricerca per parole chiave e titoli.

Sempre per gli operatori, le novità principali hanno riguardato la creazione della pagina per il Registro delle comunicazioni dell'Autorità in bolletta in base agli ultimi provvedimenti entrati in vigore il 1° gennaio 2023 in materia di trasparenza e semplificazione della fatturazione e la riorganizzazione della pagina iniziale "Prezzi e tariffe" con le varie sottosezioni aggiornate mensilmente del C_{mem} , del PLACET, della Stima della spesa annua e delle Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato.

Comunicazione tecnica

Nell'anno 2023 sono state redatte 42 schede tecniche relative ad altrettante delibere. Si tratta di note illustrative, pubblicate sul sito istituzionale dell'Autorità, che utilizzano un linguaggio semplificato, seppure rigoroso, tale da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti di carattere generale adottati in tema di energia e di ambiente (rimangono pertanto esclusi i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi interni all'Autorità e agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo).

Tra i principali fruitori delle schede tecniche si annoverano i giornalisti, specializzati e non, ma anche gli *stakeholder*, poiché le stesse consentono, in un tempo circoscritto, di conoscere i principali contenuti dei provvedimenti e talvolta dei loro corposi allegati.

Biblioteca

L'Autorità si è dotata, fin dall'inizio della sua attività, di una biblioteca specializzata nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha provveduto ad ampliare i titoli, i periodici, le banche dati, nonché a informatizzare il patrimonio a disposizione.

Nell'ultimo periodo, anche a seguito dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, si è accelerato il processo di digitalizzazione della documentazione. Il vantaggio è stato duplice: da una parte, una maggiore fruibilità delle risorse bibliografiche, in particolare banche dati e periodici, da parte dei dipendenti, anche tramite accesso da remoto mediante PC, e dall'altra, un efficientamento nella gestione delle suddette risorse.

Nel corso dell'anno 2023 si è provveduto alla revisione degli abbonamenti ai periodici e alle banche dati, al fine di eliminare quanto non effettivamente utilizzato e consultato.

Attualmente, tra documentazione cartacea e digitale, i titoli in dotazione, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia sono più di 5000. Sono consultabili, su carta o online, 64 riviste di carattere giuridico-economico, tutte relative ai campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono in dotazione 19 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. Con riferimento a queste ultime, per migliorarne l'utilizzo da parte dei dipendenti, sono stati organizzati nel corso dell'anno alcuni *webinar* di formazione.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.742 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del DL 21 marzo 2022, n. 21 la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è stata incrementata di 25 unità, da inquadrare nella carriera dei funzionari. Con la delibera 27 luglio 2022, 353/2022/A, si è rideterminata la pianta organica dell'Autorità per un totale di 260 unità di personale di ruolo e 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2023 erano in servizio 232 dipendenti di ruolo (15 dei quali dirigenti, 169 funzionari, 46 operativi, 2 esecutivi), 19 dipendenti con contratto a tempo determinato e 7 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 12.4 Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2023

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	15
Funzionari	169
Operativi	46
Esecutivi	2
TOTALE	232

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2023 per tipo di contratto e qualifica

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	15	7 ^(A)	1
Funzionari	169	3	4
Operativi	46	9	2
Esecutivi	2	0	0
TOTALE	232	19^(A)	7

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2023 sulla base del trattamento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'Autorità applica ai componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal 1° maggio 2014, il tetto massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 12.6 Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2023

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	210.200,64	Primo funzionario	128.111,78	Impiegato	71.260,91	–	–
Direttore	168.204,97	Funzionario I	99.951,24	Coadiutore	59.993,46	Commesso capo	54.551,10
Direttore aggiunto	132.576,73	Funzionario II	78.753,48	Aggiunto	46.970,25	Commesso	41.376,44
		Funzionario III	67.365,24	Applicato	42.141,35	–	–

Fonte: ARERA.

L'anno 2023 ha visto l'assunzione tramite bandi di concorso di 8 unità di personale di carriera funzionariale, l'avvio di 5 unità di personale (3 di carriera funzionariale e 2 di carriera operativa) in ragione di provvedimenti di comando da altre pubbliche amministrazioni e 1 rinnovo di comando da altre Autorità indipendenti.

Nel corso del 2023 è stata istituita la Commissione pari opportunità ed è stato creato un gruppo di lavoro sulla parità di genere allo scopo di monitorare la situazione in ARERA, anche in relazione a quanto avviene nei diversi regolatori europei.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, nell'anno 2023 sono state stipulate ipotesi di accordo nell'ottica di addivenire a un complessivo aggiornamento della normativa sul trattamento giuridico ed economico del personale, implementando un riallineamento alla disciplina già vigente presso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in coerenza con quanto disposto dalla legge istitutiva. Detto riallineamento ha riguardato la previsione di tetti giuridici ed economici allo sviluppo tabellare, la gestione dei *flexible benefits*, l'introduzione di meccanismi premiali del merito e di penalizzazione delle condotte non adeguate, la revisione della disciplina di istituti quali missioni, comandi e distacchi, nonché anticipazioni e liquidazione delle somme spettanti a fine rapporto di lavoro.

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 6 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 3 gli assegni di ricerca finanziati nel 2023.

Gestione economico-finanziaria

L'Autorità utilizza un sistema contabile integrato: alla contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 12.7 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)

	2021	2022
ENTRATE DELLA GESTIONE	66,03	76,16
Contributo a carico dei soggetti regolati	58,83	76,09
Altre entrate	7,20	0,07
SPESE DELLA GESTIONE	(64,33)	(65,58)
Spese correnti	(64,12)	(65,04)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(37,23)	(40,63)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,49)	(2,74)
– Acquisto di beni e servizi	(14,45)	(13,79)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,41)	(1,37)
– Altre spese correnti	(2,96)	(0,93)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,21)	(0,54)
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,56	0,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza personale	(3,18)	(2,98)
Avanzo accantonato spese ristrutturazione immobile	0,00	(4,93)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	9,30	13,57

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzione della spesa posta a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114; da ultima, la legge 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2023, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,5 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1% dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2023, su proposta dell'Autorità, è stata sensibilmente ridotta l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,25% dei ricavi, oltre a un contributo aggiuntivo pari allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). Sono rimaste invariate anche le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti, che già erano più contenute (pari, rispettivamente, allo 0,27% e allo 0,30%).

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2023, i 40,63 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo – sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip. L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata in calo, principalmente in ragione della diminuzione delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità, per le quali si era verificato un aumento negli esercizi precedenti per assicurare la gestione lavorativa, tramite informatizzazione, durante il periodo pandemico, a causa della cessazione di ogni forma di lavoro in somministrazione.

Le spese in conto capitale (0,54 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per lavori relativi alla nuova sede di Milano, acquistata sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di autoveicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 15,82 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità.

Al 31 dicembre 2023 erano attive circa 150 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi.

Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA.

Inoltre, l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica su grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una so-

luzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Smart working e lavoro agile

Negli ultimi anni è emersa in maniera sempre più evidente, anche grazie alla disponibilità di dispositivi personali evoluti, l'esigenza di potere svolgere il proprio lavoro con le medesime modalità a prescindere dal luogo in cui ci si trova e dallo strumento con il quale si accede ai servizi informatici.

In questo senso ARERA ha avviato, a partire dal 2018, un progetto pluriennale di ammodernamento volto a garantire sia la fruibilità dei servizi informatici da qualsiasi dispositivo (PC, tablet, cellulari, ecc.), assicurando coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici, al fine di permettere agli utenti di lavorare anche usando dispositivi personali o pubblici, garantendo al contempo la sicurezza e la riservatezza delle informazioni nel rispetto delle normative vigenti.

Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementa una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli Uffici.

A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *Enterprise Content Management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali; tra le altre cose, essa prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

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



arera.it