ATTI PARLAMENTARI

XVIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **4**

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE (ARERA)

(Anno 2020)

(Articolo 2, comma 12, lettera i*), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)*

Presentata dal Presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente

(BESSEGHINI)

Trasmessa alla Presidenza il 2 settembre 2021

VOLUME II

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

Doc CXLI, n. 4 -
Volume 2
ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente
25°
RELAZIONE
ANNUALE
ATTIVITÀ SVOLTA
2020
VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	*Presidente*
Gianni Castelli	*Componente*
Andrea Guerrini	*Componente*
Clara Poletti	*Componente*
Stefano Saglia	*Componente*

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale pag. 15

Evoluzione della legislazione europea » 16
- Il *Green Deal* europeo e la transizione energetica » 16
- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia » 18
- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente » 19

Evoluzione della legislazione italiana » 21

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e *accountability* • Intersettoriale » 29

Coordinamento internazionale » 30
- Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea » 30
- Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea » 34

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali » 40
- Segnalazioni » 40
- Audizioni presso il Parlamento » 45
- Pareri e proposte al Governo » 52
- Rapporti con altre istituzioni ed enti » 57

***Accountability*, trasparenza e anticorruzione** » 62

Quadro strategico 2019-2021 » 66

Azioni e provvedimenti a seguito dell'emergenza da Covid-19 » 67

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale » 73

Unbundling » 74
- Regolazione dell'*unbundling* » 74

Regolazione delle reti e del sistema elettrico » 74
- Servizio di dispacciamento » 74
- Servizio di trasporto e distribuzione » 85
- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema » 90
- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso » 100
- Qualità e *output* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura » 102
- Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture » 107
- Oneri generali di sistema » 117

VOLUME 2

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete pag. 129
- Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei » 129
- Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione » 136

Tutela dell'ambiente e innovazione » 138
- Fonti rinnovabili » 138
- Progetti pilota e sperimentazioni » 142

Capitolo 4
Regolazione nel settore del gas • Settoriale » 145

Unbundling » 146
- Regolazione dell'*unbundling* » 146
- Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto » 146

Regolazione delle reti e del sistema del gas » 147
- Servizi di bilanciamento » 147
- Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione » 151
- Misure per la sicurezza del sistema » 156
- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso » 156
- Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione » 157
- Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture » 159

Piano comunitario di sviluppo delle reti » 164
- Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario » 164

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione » 165

Capitolo 5
Regolazione nel servizio idrico • Settoriale » 171

Assetti locali e rapporti istituzionali » 172
- Monitoraggio e *governance* degli assetti locali » 172

Interventi per la gestione dell'emergenza da Covid-19 » 173
- Misure per la mitigazione dei primi effetti dell'emergenza » 174
- Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale » 176

Tariffe, qualità tecnica e investimenti » 179
- Contenuti minimi per la predisposizione tariffaria » 179
- Verifica degli specifici schemi regolatori » 182
- Obiettivi di qualità tecnica e investimenti per il loro raggiungimento » 184

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche » 187
- Piano nazionale degli interventi nel settore idrico » 187
- Criteri e modalità di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche » 191

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti » 194
- Aggiornamento della regolazione in applicazione della legge di bilancio 2020 » 194
- Morosità » 195
- Meccanismi incentivanti della qualità contrattuale » 197

INDICE

Capitolo 6

Regolazione nel settore del telecalore • Settoriale pag. 199

Regolazione del servizio di misura » 200
Regolazione dell'accesso di terzi alle reti » 202
Valutazione delle istanze di esclusione » 202
Iniziative adottate nell'ambito dell'emergenza da Covid-19 » 203

Capitolo 7

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati • Settoriale » 205

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali » 207
Tariffe » 208
- Modalità applicative e aggiornamento del Metodo tariffario rifiuti » 208
- Misure urgenti a seguito dell'emergenza da Covid-19 » 210
- Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti » 213
- Meccanismi di garanzia » 215

Regolazione della qualità e schema di contratto-tipo » 216
- Primi orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio » 217
- Predisposizione dello schema-tipo di contratto di servizio » 220

Capitolo 8

Mercati *retail* • Intersettoriale » 223

Servizi di tutela, di ultima istanza e a tutele graduali » 224
Mercato elettrico » 224
Mercato del gas » 230
Strumenti a disposizione dei clienti finali » 236
- Portale Offerte luce e gas » 236
- Gruppi di acquisto » 241
- Offerte PLACET » 242
- Portale Consumi » 243
- Iniziative di informazione per il superamento della maggior tutela » 244
- Rafforzamento del Codice di condotta commerciale » 244
- Aggiornamento della Bolletta 2.0 » 247
- L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas » 247

Regolazione del mercato elettrico e del gas » 249
- Morosità e disciplina del sistema indennitario » 249
- Riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici » 253

VOLUME 2

- Aggiornamenti al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica pag. 254
- Risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza » 255
- Gestione dei rapporti commerciali nella filiera del gas » 256
- Regolazione della voltura con contestuale *switching* » 256
- Fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni » 256
- Orientamenti in merito alla raccolta e alla messa a disposizione dei consumi di gas » 257
- *Smart meter* 2G: Linee guida per la tutela di consumatori e *stakeholder* nei piani di messa in servizio delle imprese distributrici » 258
- Misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 » 260

Processi e flussi informativi del Sistema informativo integrato » 262
- Approvazione del regolamento del SII » 262
- Razionalizzazione dei flussi informativi nel settore del gas » 262
- Accreditamento al SII dei gestori del servizio idrico » 262

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE) » 263
- Revisione del contributo tariffario dei TEE » 263
- Ulteriori attività assegnate all'Autorità » 264

Monitoraggio *retail* » 265

Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas » 267

Trattamento dei reclami e risoluzione delle controversie » 268

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas » 271

Capitolo 9

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 279

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali » 280
- Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali » 282
- Il Servizio conciliazione dell'Autorità » 290
- Procedure speciali risolutive » 297
- Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità » 298
- Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali » 305
- Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico » 312

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici » 324
- Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni » 325

INDICE

Capitolo 10

Vigilanza e contenzioso • Intersettoriale

pag. 329

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni » 330
- Indagini, vigilanza e controllo » 330
- Attuazione del REMIT » 347
- Procedimenti sanzionatori e prescrittivi » 347

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati » 354
- Settore elettrico » 357
- Settore del gas » 367
- Questioni procedurali » 369

Contenzioso » 370

Capitolo 11

Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse • Intersettoriale

pag. 383

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2020 » 384
- Attività di consultazione » 384
- Provvedimenti adottati » 386

Comunicazione » 389

Risorse umane » 400

Gestione economico-finanziaria » 402

Raccolte dati e strumenti informatici » 404

VOLUME 2

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Oneri generali	pag. 118
TAV. 3.2	Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{esos} (della componente A_{sos}) a copertura delle medesime agevolazioni)	» 119
TAV. 3.3	Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{esos} e di agevolazioni per gli energivori)	» 120
TAV. 3.4	Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 121
TAV. 3.5	Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro	» 124
TAV. 3.6	Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2020	» 128
TAV. 3.7	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{sos} nel 2020	» 128
TAV. 3.8	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 129
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 167
TAV. 6.1	Numero minimo di tentativi di raccolta della misura e relativa finestra temporale	» 201
TAV. 6.2	Standard specifici di qualità del servizio e relativi indennizzi	» 201
TAV. 7.1	Matrice di schemi regolatori	» 219
TAV. 8.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 229
TAV. 8.2	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021	» 234
TAV. 8.3	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_p per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021	» 235
TAV. 8.4	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale e per *commodity*	» 242
TAV. 8.5	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che, in seguito a ripetuti *switching*, hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	» 251
TAV. 8.6	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione nel 2020 (valori %)	» 270
TAV. 8.7	Standard generali di qualità dei *call center* in vigore	» 272
TAV. 9.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, al Servizio conciliazione e agli organismi ADR per i settori energia elettrica, gas, idrico e rifiuti (2020)	» 282
TAV. 9.2	Chiamate pervenute al *call center* dello Sportello (2020)	» 283
TAV. 9.3	Distribuzione chiamate pervenute al *call center* dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2020)	» 283
TAV. 9.4	Principali argomenti delle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello (2020)	» 284
TAV. 9.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello mediante *call back* (2020)	» 285
TAV. 9.6	Livelli di servizio per il *call center* dello Sportello (2020)	» 285
TAV. 9.7	Risultati della rilevazione di *customer satisfaction* per il *call center* dello Sportello (2020)	» 286
TAV. 9.8	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2020)	» 289
TAV. 9.9	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2020)	» 298
TAV. 9.10	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2020	» 300
TAV. 9.11	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2020)	» 303

INDICE DELLE TAVOLE

TAV. 9.12 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2020) pag. 306
TAV. 9.13 Clienti titolari di bonus elettrico e gas (anni 2016-2020) » 315
TAV. 9.14 Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica (2020) » 316
TAV. 9.15 Nuclei per numerosità familiare con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso (anni 2016-2020) » 317
TAV. 9.16 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/anno per punto di prelievo (anni 2017-2020) » 319
TAV. 9.17 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, calcolato in €/anno per punto di prelievo (anni 2019-2020) » 319
TAV. 9.18 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2019-2020) » 320
TAV. 9.19 Famiglie con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso (anni 2016-2020) » 320
TAV. 9.20 Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas (anni 2015-2020) » 321
TAV. 9.21 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (2020) » 322
TAV. 9.22 Domande di bonus idrico non ammesse dal Sistema per tipologia di motivazione (2020) » 322
TAV. 9.23 Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus idrico per area geografica (2020) » 323
TAV. 9.24 Ripartizione per livello di ISEE delle domande di bonus idrico ammesse (anni 2019-2020) » 324

TAV. 10.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2016-2020 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo » 334
TAV. 10.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2016-2020 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo » 334
TAV. 10.3 Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali (gennaio 2020) » 336
TAV. 10.4 Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2020) » 336
TAV. 10.5 Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas (gennaio-settembre 2020) » 338
TAV. 10.6 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-ottobre 2020) » 339
TAV. 10.7 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2020) » 340
TAV. 10.8 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement* gas) (gennaio-ottobre 2020) » 341
TAV. 10.9 Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate nei settori elettrico e del gas naturale in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII (febbraio-dicembre 2020) » 342
TAV. 10.10 Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione (gennaio-febbraio 2020) » 343
TAV. 10.11 Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato (febbraio-ottobre 2020) » 344
TAV. 10.12 Esiti del contenzioso dal 1997 al 2020 » 371
TAV. 10.13 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2020 » 371
TAV. 10.14 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2020 (dati disponibili al 31 dicembre 2020) » 372

VOLUME 2

TAV. 11.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2020 (gennaio-dicembre)	pag. 384
TAV. 11.2	Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2020	» 387
TAV. 11.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2019 e 2020, suddivisi per macro-aree di intervento	» 388
TAV. 11.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2020	» 400
TAV. 11.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2020 per tipo di contratto e qualifica	» 401
TAV. 11.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2018	» 401
TAV. 11.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 402

Indice delle figure

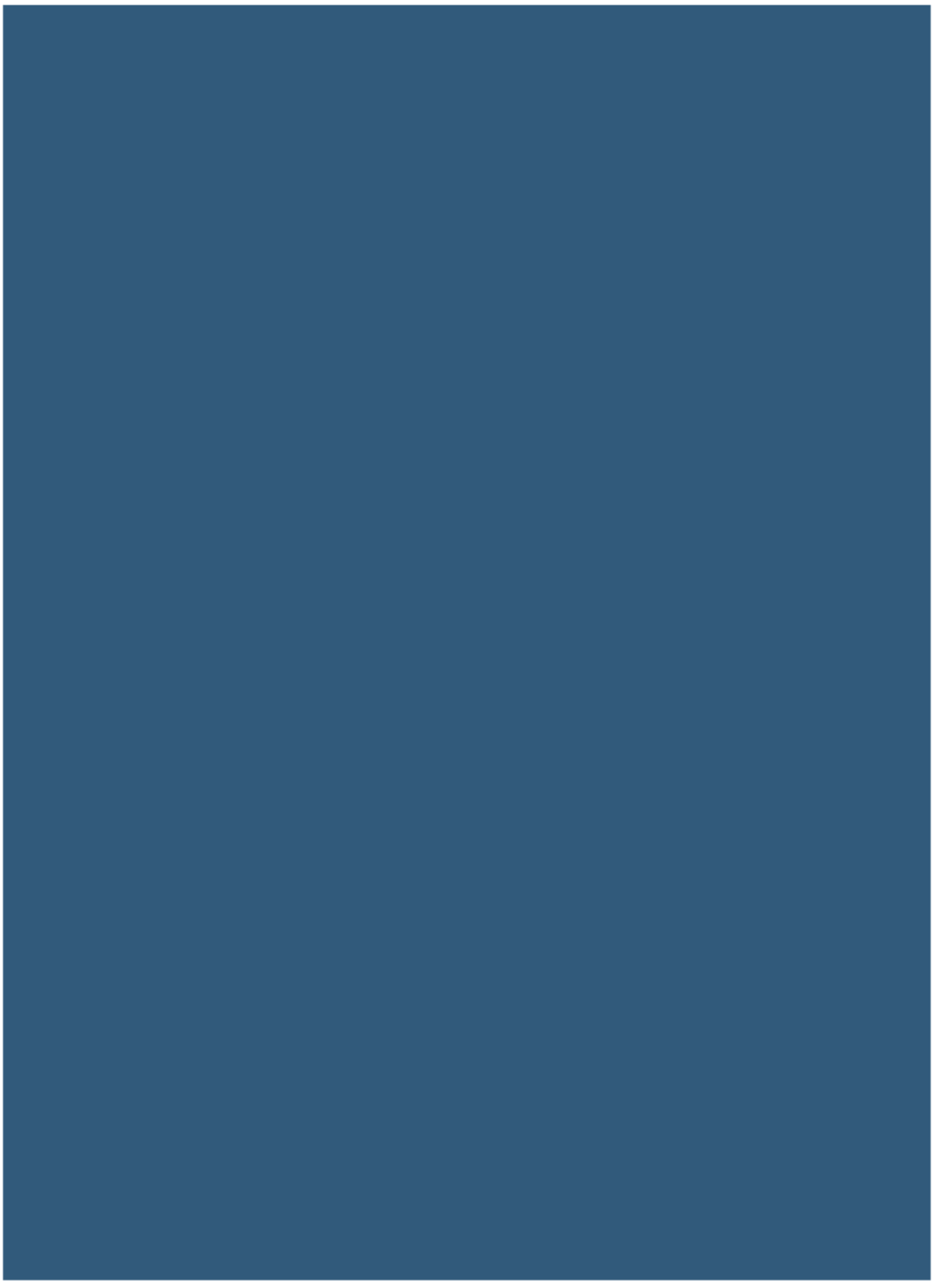
FIG. 3.1	Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia	pag. 130
FIG. 8.1	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per *commodity*	» 238
FIG. 8.2	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale, *commodity* e tipologia di prezzo	» 238
FIG. 8.3	Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di energia elettrica per cliente domestico tipo	» 239
FIG. 8.4	Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di energia elettrica per cliente domestico tipo	» 239
FIG. 8.5	Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo	» 240
FIG. 8.6	Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo	» 240
FIG. 8.7	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 252
FIG. 8.8	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 252
FIG. 8.9	Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2020)	» 274
FIG. 8.10	Tempo medio di attesa – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2020)	» 275
FIG. 8.11	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2010-2020)	» 276
FIG. 9.1	Focus sui principali argomenti canale bonus relativamente alle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello (2020)	» 284
FIG. 9.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nei settori energetici (2020)	» 287
FIG. 9.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nel settore idrico (2020)	» 287
FIG. 9.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2020)	» 289
FIG. 9.5	*Trend* delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2020)	» 290
FIG. 9.6	Indice regionale di domande ricevute dal Servizio conciliazione (2020)	» 291
FIG. 9.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2020)	» 291
FIG. 9.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2020)	» 292
FIG. 9.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2020)	» 293
FIG. 9.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2020)	» 293
FIG. 9.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2020)	» 294
FIG. 9.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2020)	» 294
FIG. 9.13	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2020)	» 296
FIG. 9.14	Risultati della *customer satisfaction* per il Servizio conciliazione (2020)	» 296
FIG. 9.15	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2020)	» 297

VOLUME 2

FIG. 9.16 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2020) pag. 302
FIG. 9.17 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2020) » 303
FIG. 9.18 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2020) » 303
FIG. 9.19 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2020) » 304
FIG. 9.20 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2020) » 304
FIG. 9.21 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2020) » 305
FIG. 9.22 *Trend* relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2020) » 308
FIG. 9.23 Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2020) » 308
FIG. 9.24 Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2020) » 309
FIG. 9.25 Indice di reclamosità per il settore idrico su base regionale (2018-2020) » 310
FIG. 9.26 Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2020) » 311
FIG. 9.27 Domande di bonus elettrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020) » 316
FIG. 9.28 Domande di bonus gas ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020) » 316
FIG. 9.29 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2017-2020) » 318
FIG. 9.30 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2015-2020) » 321
FIG. 9.31 Domande di bonus idrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020) » 323

FIG. 10.1 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati » 345
FIG. 10.2 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività » 346
FIG. 10.3 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività (marzo 2021) » 346
FIG. 10.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2020 » 348
FIG. 10.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2020 » 350
FIG. 10.6 Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2020) » 356
FIG. 10.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2020) » 356

FIG. 11.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2020 » 387



PAGINA BIANCA

CAPITOLO 1

QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 1

Evoluzione della legislazione europea

Il *Green Deal* europeo e la transizione energetica

L'11 dicembre 2019, la Commissione europea ha presentato il *Green Deal* per l'Unione (comunicazione COM(2019) 640 final), che consiste in un insieme di iniziative politiche multisettoriali, da implementarsi nei prossimi anni, con l'obiettivo di rendere l'Europa il primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050. A tale fine, il *Green Deal* prevede di rivedere le misure legislative aventi un impatto sui cambiamenti climatici e di introdurne di nuove per favorire la produzione di energia sostenibile, lo sviluppo di un'economia circolare, la decarbonizzazione dei trasporti, l'efficienza energetica degli edifici, la difesa della biodiversità e lo sviluppo di un'agricoltura sostenibile.

La novità del *Green Deal*, che in parte richiama e rafforza azioni già in corso e in parte ne inaugura di nuove, risiede nella sua organicità e nel riconoscimento della complessità e della necessità di interazioni nell'azione a tutela dell'ambiente; in particolare, il piano europeo:

- riconosce che tutti i settori dell'economia (non soltanto l'industria energetica, quindi) devono contribuire alla *carbon neutrality* e che l'efficacia dell'azione complessiva dipende dal coordinamento dei contributi di ciascun settore, inclusi quelli dell'acqua e dei rifiuti;
- insiste sul fatto che l'intero sistema economico deve adottare criteri di sostenibilità nella produzione e negli investimenti; un ruolo centrale è ricoperto dalle istituzioni finanziarie e dalla mobilitazione di risorse economiche coerenti con le ambizioni;
- prende atto dello scenario globale entro cui si muove l'azione europea mirando a far sì che l'Unione possa raggiungere la *leadership* mondiale della tutela ambientale, anche per promuovere un primato industriale che ne accentui la competitività; è opportuno, tuttavia, che gli obiettivi dell'UE siano progressivamente condivisi dai paesi delle altre aree del mondo ed è, altresì, necessario che la pressione della normativa ambientale non determini la delocalizzazione della produzione europea, con effetti netti sull'ambiente addirittura globalmente dannosi.

Nel 2020, la Commissione ha presentato numerose proposte di misure legislative nell'ambito del *Green Deal*; nel dettaglio:

- il 14 gennaio 2020, il piano di investimenti del *Green Deal* (comunicazione COM(2020) 21 final), con lo scopo di mobilitare un trilione di euro di finanziamenti nel prossimo decennio attraverso una combinazione di fondi appositamente stanziati nel bilancio dell'UE e ulteriori investimenti pubblici e privati. In particolare, le spese per il clima e l'ambiente, nell'ambito del bilancio dell'Unione, forniranno 503 miliardi di euro dal 2021 al 2030, in linea con l'obiettivo di portare al 25% la quota del bilancio dedicata a programmi che riguardano temi legati ai cambiamenti climatici. Per garantire una transizione equa, la Commissione propone inoltre di attivare un apposito strumento, il Meccanismo per la giusta transizione (*Just Transition Mechanism*), al fine di mobilitare almeno 100 miliardi di euro, nel periodo 2021-2027, per le regioni maggiormente colpite dalla transizione verde e in particolare per tutelare i cittadini e i lavoratori più vulnerabili;
- il 4 marzo 2020, la proposta di regolamento che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica (comunicazione COM(2020) 80 final), per istituire una legge europea sul clima con l'obiettivo di

azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 e per definire il quadro legislativo per tutte le politiche dell'UE con impatto nel settore climatico;

- il 10 e l'11 marzo 2020, rispettivamente, la proposta di una strategia industriale europea (comunicazione COM(2020) 102 final) e quella di un piano d'azione per l'economia circolare (comunicazione COM(2020) 98 final), che mirano a rendere l'economia europea più sostenibile rafforzandone, al contempo, la competitività e proteggendo i consumatori;
- il 20 maggio 2020, la strategia sulla biodiversità per il 2030 (comunicazione COM(2020) 380 final), per proteggere le risorse naturali del pianeta, e la strategia "dal produttore al consumatore" (comunicazione COM(2020) 381 final), per guidare il settore agricolo verso pratiche più sostenibili;
- l'8 luglio 2020, le strategie per l'integrazione dei sistemi energetici e per l'idrogeno, descritte nel seguito;
- il 14 ottobre 2020, la strategia per ridurre le emissioni di metano (comunicazione COM(2020) 663 final) nei settori energetico, agricolo e dei rifiuti;
- il 19 novembre 2020, la strategia sulle energie rinnovabili *offshore* (comunicazione COM(2020) 741 final), che propone di aumentare la capacità eolica *offshore* in Europa dagli attuali 12 GW ad almeno 60 GW entro il 2030 e 300 GW entro il 2050.
- il 15 dicembre 2020, la proposta di revisione del regolamento TEN-E[1] (comunicazione COM(2020) 824 final), che mira a modernizzarne e migliorarne il quadro legislativo tenendo conto degli obiettivi del *Green Deal*. Le modifiche includono la revisione delle categorie di infrastrutture da inserire tra i Progetti di interesse comune (*Project of Common Interest – PCI*): le infrastrutture per il gas naturale e gli oleodotti non potranno più beneficiare dello *status* di PCI, mentre tra i beneficiari potranno essere incluse le infrastrutture per lo sviluppo dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio (compreso l'idrogeno) e quelle per le reti elettriche intelligenti.

Strategie dell'UE per l'integrazione dei sistemi energetici e per l'idrogeno

L'8 luglio 2020, la Commissione europea ha adottato la strategia sulla promozione dell'integrazione dei sistemi energetici (comunicazione COM(2020) 299 final, "Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico"). L'integrazione dei sistemi energetici è definita come "*la pianificazione e il funzionamento del sistema energetico 'nel suo complesso', ossia dei suoi molteplici vettori energetici, infrastrutture e settori di consumo, attraverso la creazione di connessioni più forti tra questi elementi con l'obiettivo di offrire servizi energetici a basse emissioni di carbonio, affidabili ed efficienti sotto il profilo delle risorse, al minor costo possibile per la società*". I vantaggi dell'integrazione dei sistemi energetici sono: la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra anche nei settori più difficili da decarbonizzare; la riduzione dell'uso di energia; il rafforzamento della competitività dell'economia europea tramite la promozione di nuove tecnologie, la loro standardizzazione e diffusione; ulteriore flessibilità per la gestione del sistema energetico; una maggiore responsabilizzazione dei consumatori. La Commissione ha individuato sei "pilastri" su cui basare l'integrazione dei sistemi energetici:

1. promuovere un sistema energetico circolare, ove l'efficienza energetica è una priorità;
2. accelerare l'elettrificazione e lo sviluppo delle energie rinnovabili;
3. promuovere i carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio;
4. rendere i mercati dell'energia adatti a promuovere la decarbonizzazione e le risorse distribuite;
5. sviluppare infrastrutture energetiche più integrate;
6. implementare un sistema energetico digitalizzato e innovativo.

1 Regolamento (UE) 347/2013 del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

Una delle azioni principali per l'integrazione energetica è lo sviluppo dell'idrogeno da fonti rinnovabili o a bassa emissione di carbonio, cui è dedicata una specifica strategia (comunicazione COM(2020) 301 final, "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra"). La Commissione considera lo sviluppo dell'idrogeno come pivotale per la decarbonizzazione del sistema energetico, di quello dei trasporti e di altri settori industriali. L'idrogeno, infatti, può essere utilizzato per decarbonizzare alcuni processi industriali ad alto consumo di energia dove la riduzione delle emissioni di carbonio è difficile da raggiungere tramite la sola elettrificazione. Tuttavia, a oggi, l'idrogeno rappresenta solo una frazione modesta del mix energetico sia globale sia dell'UE, ed è ancora in gran parte prodotto con combustibili fossili. L'idrogeno rinnovabile (prodotto da elettrolizzatori alimentati da elettricità da fonti rinnovabili) oggi non è competitivo in termini di costi rispetto all'idrogeno prodotto usando fonti fossili. Per favorire la diffusione della produzione e l'uso dell'idrogeno rinnovabile, la Commissione ha stabilito uno sviluppo in tre fasi: nella prima fase (2020-2024) l'obiettivo è installare almeno 6 GW di elettrolizzatori rinnovabili e produrre fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno per decarbonizzare la produzione di idrogeno esistente. L'obiettivo della seconda fase (2025-2030) è installare almeno 40 GW di elettrolizzatori rinnovabili entro il 2030 per produrre fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno; in questo modo l'idrogeno rinnovabile dovrebbe gradualmente diventare competitivo, anche se saranno necessarie misure di supporto. Nella terza fase (2030-2050), le tecnologie per la produzione di idrogeno rinnovabile dovrebbero aver raggiunto la maturità e potranno essere implementate su larga scala. La Commissione prevede nei prossimi anni ingenti investimenti nell'idrogeno, sia pubblici sia privati, tra cui: tra i 24 e i 42 miliardi di euro per lo sviluppo degli elettrolizzatori; 220-340 miliardi di euro per collegare 80-120 GW di capacità di produzione di energia solare ed eolica agli elettrolizzatori; 65 miliardi di euro per il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno.

La strategia europea comprende una serie di interventi normativi destinati ad avere un impatto diretto sulla regolazione europea e nazionale. Tra questi si segnalano: una proposta legislativa per un pacchetto sull'idrogeno e il gas decarbonizzato, attesa nel 2021, che prevede anche la revisione del c.d. Terzo pacchetto energia del 2009 (comprendente la direttiva gas 2009/142/CE, il regolamento gas (CE) 715/2009 e i codici di rete gas); la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (direttiva 2018/2001/UE) per promuovere lo sviluppo di biocarburanti e idrogeno, anche attraverso la definizione di una tassonomia completa per tutti i combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, la creazione di un sistema europeo di certificazione e l'uso di target specifici; la revisione delle Linee guida sugli aiuti di Stato nel settore energia e ambiente del 2014 per promuovere la decarbonizzazione nei settori in cui il sostegno pubblico rimane ancora necessario; lo sviluppo di nuovi codici di rete tra cui uno sulla *cybersecurity* e uno su sulla *demand side flexibility*.

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Implementazione del *Clean Energy Package*

Il 29 ottobre 2020 il Senato ha approvato il disegno di legge "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019", che, al termine dell'iter parlamentare, è stato pubblicato come legge 22 aprile 2021, n. 53 (Legge di delegazione europea 2019-2020; in proposito si veda anche il successivo paragrafo sulla legislazione italiana). Per quanto riguarda il settore energia, il provvedimento definisce i principi e i criteri direttivi per la delega al Governo per l'implementazione nell'ordinamento italiano delle norme del *Clean Energy Package*, con particolare riferimento:

- alla direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (art. 5);
- alla direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) (art. 12);
- all'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 941/2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (art. 19).

La scadenza prevista per il recepimento della direttiva rinnovabili è il 30 giugno 2021, quella della direttiva elettrica il 1° gennaio 2021, mentre il regolamento elettrico, le cui norme sono già entrate in vigore dal 1° gennaio 2020, richiede che siano adeguati alcuni aspetti della normativa nazionale.

Il 21 gennaio 2020 è stato pubblicato il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) (su cui si veda la *Relazione Annuale* 2020), che è stato inviato alla Commissione europea dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con quello delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi del c.d. regolamento *governance* (regolamento (UE) 1999/2018). Il Piano contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento dei target europei di energia e clima al 2030. Il Governo italiano sta ora lavorando alla sua implementazione.

Per raggiungere gli obiettivi del PNIEC, e nel contesto del futuro sviluppo del settore dell'idrogeno a livello europeo come sopra descritto, il Governo italiano ha presentato a dicembre 2020 le Linee guida preliminari della Strategia nazionale sull'idrogeno. Tale strategia ha lo scopo di promuovere la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili, in particolare tramite elettrolizzatori, portando benefici in tutta la filiera ed effetti positivi sulla crescita dell'economia. La prima fase della strategia ha fissato precisi obiettivi al 2030 e si focalizza sui settori in cui è possibile produrre e utilizzare l'idrogeno localmente, a partire dagli impianti esistenti. Inoltre, si prevede anche di facilitare l'impiego dell'idrogeno in nuove applicazioni, in particolare nel trasporto ferroviario, grazie alla sostituzione dei treni diesel nelle tratte non elettrificabili.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

L'11 marzo 2020 la Commissione europea ha adottato il nuovo piano d'azione per l'economia circolare del *Green Deal* europeo[2], che contiene un rinnovato programma per la crescita sostenibile in Europa, con misure che riguardano l'intero ciclo di vita dei prodotti, finalizzate a rendere più verde e competitiva l'economia europea. Per quanto riguarda il settore idrico, il piano propone i seguenti obiettivi:

- favorire uno stretto monitoraggio dell'implementazione dei requisiti di qualità delle acque potabili contenuti nella nuova direttiva approvata dal Parlamento europeo e dal Consiglio dei ministri europei il 16 dicembre 2020[3];
- ridurre gli impatti negativi per l'ambiente derivanti dallo sfruttamento delle risorse idriche;

2 Come già illustrato supra, il *Green Deal* europeo è stato approvato l'11 dicembre 2019. In merito si veda anche la *Relazione Annuale* dello scorso anno.
3 Direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020 concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione).

- incoraggiare un approccio circolare al riutilizzo delle risorse idriche in agricoltura, anche promuovendo un maggiore efficientamento dei processi industriali di riutilizzo delle acque, in conformità con il regolamento approvato dal Parlamento europeo e dal Consiglio dei ministri europei il 25 maggio 2020[4];
- considerare una possibile revisione delle direttive sulle acque reflue urbane[5] e sui fanghi di depurazione[6].

La direttiva 2020/2184/UE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione) dovrà essere recepita negli ordinamenti nazionali entro il 12 gennaio 2023; è contestualmente abrogata, pertanto, la precedente direttiva 98/83/CE, pur con l'espressa previsione di un periodo transitorio, fino al 12 gennaio 2026, con riferimento ai valori di alcuni parametri[7].

In particolare, la citata direttiva:

- aggiorna gli standard qualitativi cui devono essere sottoposte le acque destinate al consumo umano;
- rafforza un approccio alla sicurezza dell'acqua basato sulla valutazione e sulla gestione del rischio (*water safety plan*), estendendo la valutazione del rischio anche ai bacini idrografici per i punti di estrazione dell'acqua destinata al consumo umano, nonché ai sistemi di distribuzione domestici, al fine di determinare se tali rischi potenziali pregiudicano la qualità dell'acqua nel punto in cui fuoriesce dai rubinetti comunemente utilizzati per le acque destinate al consumo umano[8];
- stabilisce requisiti minimi di igiene:
  - per i materiali che entrano a contatto con le acque per il consumo umano;
  - per i prodotti chimici per il trattamento e il materiale filtrante che entrano a contatto con le predette acque;
- impone obblighi di monitoraggio della qualità, al fine di verificare se le acque messe a disposizione dei consumatori soddisfino i requisiti fissati dalla direttiva stessa;
- indica i provvedimenti correttivi e le limitazioni dell'uso, laddove si rilevino inosservanze dei valori di parametro principali, imponendo di individuarne immediatamente le cause e adottare le soluzioni necessarie;
- prevede norme che mirano ad ampliare l'accesso all'acqua destinata al consumo umano, con particolare riferimento ai gruppi vulnerabili o emarginati;
- prevede obblighi di informazione al pubblico relativi: alla qualità delle acque (inclusi i parametri indicatori); al prezzo dell'acqua fornita per litro e metro cubo; al volume consumato dal nucleo familiare nel tempo (laddove sia tecnicamente fattibile e l'informazione sia a disposizione del fornitore di acqua); al confronto del consumo idrico annuo del nucleo familiare con il consumo medio per famiglia (sempre che sia tecnicamente fattibile e l'informazione sia a disposizione del fornitore); al link del sito web dove dovranno essere dettagliate alcune informazioni specificamente elencate.

Infine, il 25 maggio 2020 è stato approvato il regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio recante "Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua", che si applica nel caso in cui le acque reflue urbane trattate siano riutilizzate a fini irrigui. Il provvedimento prevede disposizioni minime applicabili alla qualità dell'acqua e al relativo monitoraggio, nonché sulla gestione dei rischi e sull'utilizzo sicuro delle acque affinate, nel quadro di una gestione integrata delle risorse idriche, con la finalità di:

4 Regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020 recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua.

5 Direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991, concernente il trattamento delle acque reflue urbane. La Commissione prevede nel merito l'avvio di un procedimento di consultazione pubblica a livello europeo nel corso del 2021.

6 Direttiva 86/278/CEE del Consiglio del 12 giugno 1986, concernente la protezione dell'ambiente, in particolare del suolo, nell'utilizzazione dei fanghi di depurazione in agricoltura. Il 20 novembre 2020 la Commissione ha avviato nel merito un procedimento di consultazione pubblica per i singoli cittadini e le associazioni europee di stakeholder, che si è concluso il 5 marzo 2021.

7 Parametri di cui all'allegato VI, parte B.

8 Con particolare riferimento ai c.d. "locali prioritari", definiti come *"gli immobili di grandi dimensioni non civili, con numerosi utenti potenzialmente esposti ai rischi connessi all'acqua, in particolare immobili di grandi dimensioni per uso pubblico, come individuati dagli stati membri"*.

- garantire la sicurezza delle acque affinate a fini irrigui in agricoltura, assicurando un elevato livello di protezione dell'ambiente e della salute umana e animale;
- promuovere l'economia circolare;
- favorire l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- contribuire agli obiettivi della c.d. direttiva quadro sulle acque (direttiva 2000/60/CE), per affrontare, in modo coordinato in tutti i territori dell'Unione europea, il problema della scarsità idrica e le risultanti pressioni sulle risorse;
- mettere a disposizione del pubblico, online o con altri mezzi, informazioni adeguate e aggiornate in materia di riutilizzo dell'acqua.

È previsto che la Commissione europea effettui una rivalutazione del regolamento illustrato entro il 26 giugno 2028.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Con l'adozione, l'11 marzo 2020, della comunicazione COM(2020) 98 final "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare – Per un'Europa più pulita e competitiva", la Commissione europea ha inaugurato l'attività di attuazione delle iniziative legislative e regolamentari previste dal *Green Deal*. Il documento dedica l'intero Capitolo 4 alla disciplina dei rifiuti, indicando come prioritarie, tra le aree di intervento, la definizione di una politica rafforzata al sostegno della circolarità e della prevenzione dei rifiuti, la creazione di un mercato efficiente per le materie prime secondarie e una gestione coerente per l'esportazione dei rifiuti dall'Unione europea.

Per quanto riguarda l'aumento di efficienza del mercato del riciclo, si prospettano interventi di tendenziale omogeneizzazione e di regolamentazione comunitaria delle modalità e degli obiettivi di raccolta differenziata. Ciò risulta particolarmente rilevante anche per la definizione dei costi efficienti della filiera del riciclo per la parte di competenza dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente.

Per quanto attiene al trasferimento dei rifiuti – dominio rilevante sia in termini di aumento della sicurezza dei prodotti contenenti materiali riciclati, sia per l'indiretto contributo all'aumento delle dimensioni critiche del mercato interno delle materie prime secondarie –, la prima realizzazione della rinnovata strategia comunitaria è costituita dall'adozione del regolamento sui movimenti transfrontalieri dei rifiuti da plastiche (regolamento (UE) 2174/2020 del 19 ottobre 2020), che promuove maggiori controlli nel commercio di rifiuti di plastica tra l'Unione europea e i paesi membri dell'OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico) e ne vieta l'esportazione dall'UE ai paesi non-OCSE, fatta eccezione per i materiali predisposti al riciclo ed esportati proprio a tale fine.

Evoluzione della legislazione italiana

Il 2020 è stato caratterizzato da un'intensa attività legislativa, determinata, tra l'altro, dalla necessità di far fronte all'emergenza epidemiologica da Covid-19. Di seguito, si illustreranno – seguendo l'ordine cronologico – i principali provvedimenti afferenti ai settori di competenza dell'Autorità.

CAPITOLO 1

L'anno si è, dunque, aperto con la conversione del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante "Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica", nella legge 28 febbraio 2020, n. 8. Il decreto convertito, all'art. 12, ha, tra l'altro, disposto alcune modifiche e integrazioni della legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza 2017), per i settori dell'energia elettrica e del gas. È stato così previsto il differimento del previgente termine del 1° luglio 2020 per il superamento del servizio di maggior tutela, inteso come superamento della c.d. tutela di prezzo, rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, diverse dalle micro-imprese, e al 1° gennaio 2022 per le micro-imprese e per i clienti domestici.

Il medesimo articolo ha poi disposto che l'Autorità adotti disposizioni per assicurare un servizio a tutele graduali per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica, nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura a tutela di tali clienti. L'Autorità è tenuta, altresì, a stabilire, per le micro-imprese di cui all'art. 2, n. 6), della direttiva 2019/944/UE, e per i clienti domestici, il livello di potenza contrattualmente impegnata quale criterio identificativo in aggiunta a quelli già individuati dalla medesima direttiva.

L'art. 12 del provvedimento in esame ha anche inserito nella citata legge concorrenza 2017 un nuovo articolo, il 60-*bis*, che prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sentite ARERA e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), definisca le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel libero mercato, tenendo altresì conto della necessità di garantire la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte. Lo stesso Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità e sentita l'AGCM, è tenuto a fissare 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 all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (c.d. Elenco venditori di elettricità).

L'art. 34-*bis* del decreto legge in analisi, al fine di favorire la riduzione dell'inquinamento ambientale nelle aree portuali mediante la diffusione delle tecnologie elettriche, ha disposto che l'Autorità fissi una specifica tariffa per la fornitura di energia elettrica erogata da impianti di terra alle navi ormeggiate in porto dotate di impianti elettrici con potenza installata nominale superiore a 35 kW.

L'art. 40-*ter* ha, inoltre, prorogato per il 2020 gli incentivi previsti dalla legge 30 dicembre 2018, n. 145 (legge di bilancio per l'anno 2019), per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas.

Infine, l'art. 42-*bis*, in attesa del completo recepimento della direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni degli artt. 21 e 22 della medesima direttiva, ha previsto la possibilità di attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili secondo le modalità e le condizioni fissate dall'articolo in parola.

Analizziamo ora il decreto legge 17 marzo 2020, n. 18, recante "Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19. Proroga dei termini per l'adozione di decreti legislativi" (c.d. DL Cura Italia), convertito, con modificazioni, nella legge 24 aprile 2020, n. 27. Tale decreto, all'art. 72-*bis*, comma 1, ha stabilito che l'Autorità sospendesse fino al 30 aprile 2020 i termini di pagamento delle fatture per le forniture di energia elettrica, gas, acqua

e gestione dei rifiuti urbani per i comuni individuati nell'allegato 1 al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° marzo 2020, che recava ulteriori disposizioni attuative del decreto legge 23 febbraio 2020, n. 6 (come convertito dalla legge 5 marzo 2020, n. 13), in tema di misure urgenti in materia di contenimento e di gestione dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

Inoltre, il comma 2 dello stesso art. 72-*bis* ha assegnato all'Autorità il compito di disciplinare le modalità di rateizzazione delle fatture e degli avvisi di pagamento i cui termini di pagamento erano stati sospesi, individuando anche le modalità per la relativa copertura nell'ambito delle componenti tariffarie, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

In considerazione della situazione straordinaria di emergenza sanitaria derivante dalla diffusione del Covid-19 e della necessità di alleggerire i carichi amministrativi di enti e di organismi pubblici, l'art. 107-*bis* del provvedimento in commento ha differito al 30 giugno 2020 il termine per la determinazione della TARI e della tariffa corrispettiva e l'art. 125-*bis* ha prorogato al 31 ottobre 2020 il termine, originariamente previsto per il 31 marzo 2020, per l'emanazione da parte delle regioni della disciplina sulle modalità e sulle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico.

In seguito, il decreto legge 8 aprile 2020, n. 23, recante "Misure urgenti in materia di accesso al credito e di adempimenti fiscali per le imprese, di poteri speciali nei settori strategici, nonché interventi in materia di salute e lavoro, di proroga di termini amministrativi e processuali", convertito, con modificazioni, nella legge 5 giugno 2020, n. 40, all'art. 15 ha esteso la possibilità di esercizio delle prerogative governative (*golden power*) ad altri settori rispetto a quelli già considerati strategici, tra cui l'energia e l'acqua, nonché agli investimenti in terreni e immobili fondamentali per l'utilizzo di tali infrastrutture. Con l'espressione "*golden power*" si definisce un insieme di poteri speciali esercitabili dal Governo, al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle imprese operanti in ambiti ritenuti strategici e di interesse pubblico e nazionale. In caso di "potenziale minaccia di grave pregiudizio" per gli interessi pubblici, il Governo, tenendo conto dei principi di proporzionalità e ragionevolezza, può dunque intervenire, attraverso: l'opposizione all'acquisto di partecipazioni; il veto all'adozione di delibere societarie; l'imposizione di specifiche prescrizioni e condizioni. L'obiettivo è contrastare eventuali operazioni speculative in momenti particolarmente difficili per le aziende italiane pubbliche e private, sempre nel rispetto della normativa europea a tutela della concorrenza.

La nuova norma, inoltre, estende l'obbligo di notifica agli acquisti di partecipazioni, da parte di soggetti esteri non appartenenti all'Unione europea che attribuiscono una quota dei diritti di voto o del capitale almeno pari al 25% (soglia superiore rispetto al precedente 10%) per le operazioni che superano un milione di euro, tenuto conto delle azioni o quote già direttamente o indirettamente possedute. L'obbligo di notifica si estende a tutti gli acquisti a qualsiasi titolo di partecipazione da parte di soggetti di uno stato estero – inclusi, in via transitoria fino al 31 dicembre 2020, quelli appartenenti all'UE – di rilevanza tale da determinare l'insediamento stabile dell'acquirente, in ragione dell'assunzione del controllo della società la cui partecipazione è oggetto dell'acquisto.

Vale soffermarsi ora sul decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, recante "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19" (c.d. DL rilancio), convertito nella legge 17 luglio 2020, n. 77, che, al fine di fronteggiare i negativi effetti economici e sociali generati dalla pandemia, ha previsto, all'art. 30, per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020, che l'Autorità disponesse la riduzione della spesa sostenuta dai clienti per la fornitura di energia elettrica in bassa tensione di-

versa dagli usi domestici, con specifico riferimento alle voci della bolletta identificate come "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", nel limite massimo di 600 milioni di euro per l'anno 2020. All'Autorità è stato assegnato, dunque, il compito di rideterminare le tariffe di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, nonché le componenti a copertura degli oneri generali di sistema, in modo: i) da prevedere un risparmio parametrato al valore vigente nel primo trimestre dell'anno delle componenti tariffarie fisse applicate per punto di prelievo; ii) per le sole utenze con potenza disponibile superiore a 3,3 kW, che la spesa effettiva relativa alle due voci citate non superi quella che, in vigenza delle tariffe applicate nel primo trimestre dell'anno, si otterrebbe assumendo un volume di energia prelevata pari a quello effettivamente registrato e un livello di potenza impegnata fissato convenzionalmente pari a 3 kW. Per far fronte agli oneri derivanti dalla predetta disposizione, il Ministero dell'economia e delle finanze è stato autorizzato a versare l'importo di 600 milioni di euro sul Conto emergenza Covid-19 istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), nella misura del 50%, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in parola, e, per il restante 50%, entro il 30 novembre 2020. L'Autorità è tenuta a garantire l'utilizzo di tali risorse a compensazione della riduzione delle tariffe di distribuzione e misura e degli oneri generali di sistema.

L'art. 41 del decreto legge n. 34/2020 ha introdotto talune misure urgenti a sostegno del meccanismo dei certificati bianchi. L'art. 42-*bis*, che reca disposizioni concernenti l'innovazione tecnologica in ambito energetico, invece, ha apportato alcune modifiche all'art. 32 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare, ha statuito che, nell'individuazione di interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili e di efficienza energetica, si tenga conto, oltre che degli obiettivi nazionali di produzione di energia da rinnovabili, anche degli obiettivi previsti dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli anni 2021-2030. Inoltre, ha disposto che gli interventi e le misure debbano prevedere il sostegno ai progetti di validazione in ambito industriale e di qualificazione di sistemi e tecnologie. Infine, ha previsto che le rimanenti risorse del Fondo istituito presso CSEA, che la stessa, con cadenza trimestrale, versa all'entrata del bilancio dello Stato fino al raggiungimento degli importi annuali previsti, possano essere destinate a tutte le tipologie di interventi e di misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili e di efficienza energetica.

L'art. 114-*ter* ha disposto il riconoscimento automatico dell'efficienza, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici per i consumatori, delle estensioni e dei potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati e delle nuove costruzioni di reti e di impianti nei comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F prevista dall'art. 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e classificati come territori montani in base alla legge 3 dicembre 1971, n. 1102, nonché nei comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno. Al riguardo, l'Autorità è tenuta ad ammettere a integrale riconoscimento tariffario i relativi investimenti. In proposito, l'Autorità ha evidenziato al Parlamento e al Governo le criticità derivanti dalla disposizione appena illustrata con la segnalazione 27 ottobre 2020, 406/2020/I/gas.

L'art. 119 del provvedimento in esame ha introdotto alcuni incentivi in tema di efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica elettriche.

Infine, l'art. 138 ha uniformato il termine per l'approvazione degli atti deliberativi in materia di TARI e IMU a quello concernente l'approvazione del bilancio di previsione per l'anno 2020, ovvero il 31 luglio 2020.

Giova richiamare anche l'art. 57 del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale", convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha definito "infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici" l'insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. La realizzazione di tali infrastrutture può avvenire: i) all'interno di aree ed edifici pubblici e privati; ii) su strade private non aperte all'uso pubblico; iii) lungo le strade pubbliche e private aperte all'uso pubblico; iv) all'interno di aree di sosta, di parcheggio e di servizio, pubbliche e private, aperte all'uso pubblico. Si ribadisce chiaramente che, nel caso di realizzazione all'interno di aree ed edifici pubblici e privati o su strade private non aperte all'uso pubblico, la ricarica del veicolo elettrico è un servizio e non una fornitura di energia elettrica.

All'Autorità è assegnato il compito di definire le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli applicabili ai punti di prelievo in ambito privato e agli operatori del servizio di ricarica in ambito pubblico, secondo quanto previsto dall'art. 4, comma 9, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, in modo da favorire l'uso di veicoli alimentati a energia elettrica e da assicurare un costo dell'energia non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti.

Il successivo art. 58 del provvedimento in analisi ha introdotto alcune disposizioni in merito ai trasferimenti statistici di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da altri stati membri dell'Unione europea verso l'Italia e viceversa. La copertura dei costi per tali trasferimenti da paesi dell'UE verso l'Italia è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo le modalità fissate dall'Autorità. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri paesi o regioni dell'Unione, il trasferimento avviene a cura del Ministero dello sviluppo economico, mediante valutazione delle manifestazioni di interesse, considerando anche il criterio del migliore vantaggio economico conseguibile; i proventi derivanti da tale trasferimento sono attribuiti direttamente a CSEA e destinati, secondo modalità stabilite dall'Autorità, alla riduzione degli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle fonti rinnovabili e alla ricerca di sistema elettrico, ovvero ad altre finalità connesse agli obiettivi italiani per il 2020 e il 2030 eventualmente concordati con gli stati destinatari del trasferimento.

L'art. 59 ha disposto alcune modifiche in merito al meccanismo dello scambio sul posto per i piccoli comuni, mentre i successivi artt. 60, 61 e 62 hanno semplificato i procedimenti autorizzativi relativi, rispettivamente, alle infrastrutture delle reti energetiche nazionali, alla rete di distribuzione elettrica e ai procedimenti per l'adeguamento degli impianti di produzione e di accumulo di energia.

Infine, si evidenzia che l'art. 62-*bis* del decreto legge n. 76/2020 ha attribuito ad Acquirente unico le attività previste dalla legge 8 luglio 1950, n. 640, che disciplina le bombole per metano, e tutte quelle a esse correlate.

Il decreto legge 14 agosto 2020, n. 104, recante "Misure urgenti per il sostegno e il rilancio dell'economia" (c.d. DL agosto), convertito dalla legge 13 ottobre 2020, n. 16, all'art. 57, comma 1, ha prorogato al 31 dicembre 2021 lo stato di emergenza per il sisma del 24 agosto 2016 che ha interessato le Regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria. A tal fine il Fondo per le emergenze nazionali è stato incrementato di 300 milioni per il 2021. Il comma 2 dell'articolo richiamato ha differito al 31 dicembre 2021 il termine della gestione straordinaria per lo stato di emergenza per il terremoto del 24 agosto 2016 nelle Regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria entro i limiti di spesa previsti per il 2020; il comma 8 ha disposto la proroga al 31 dicembre 2021 dello stato di emergenza conseguente all'evento sismico che ha colpito il territorio dei Comuni di Aci Bonaccorsi, Aci Catena, Aci Sant'Antonio, Acireale, Milo, Santa Venerina, Trecastagni, Viagrande e Zafferana Etnea, in Provincia di Catania, il

26 dicembre 2018. Il comma 18 ha modificato il comma 1-*ter* dell'art. 8 del decreto legge 24 ottobre 2019, n. 123 (c.d. DL post-terremoto 2016), estendendo le agevolazioni tariffarie previste fino al 31 dicembre 2020, in precedenza limitate ai solo immobili dichiarati inagibili, a tutte le utenze situate nei comuni colpiti dagli eventi sismici del 2016-2017 in Centro Italia. Inoltre, il comma in analisi ha prorogato le agevolazioni tariffarie oltre il termine del 31 dicembre 2020 per i titolari di utenze relative a immobili inagibili che, entro il 31 ottobre 2020, avessero dichiarato, con trasmissione agli Uffici dell'Agenzia delle entrate e dell'Istituto nazionale per la previdenza sociale (INPS) territorialmente competenti, l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda o la permanenza dello stato di inagibilità già dichiarato. Le suddette disposizioni sono state dichiarate applicabili anche ai territori dei Comuni di Casamicciola Terme, Forio e Lacco Ameno dell'isola di Ischia interessati dal sisma del 21 agosto 2017.

L'art. 57-*bis* ha, infine, apportato alcune modifiche all'art. 119 del già citato decreto legge n. 34/2020, relativo agli incentivi per efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica di veicoli elettrici.

Risulta opportuno menzionare anche il decreto legge 28 ottobre 2020, n. 137, recante "Ulteriori misure urgenti in materia di tutela della salute, sostegno ai lavoratori e alle imprese, giustizia e sicurezza, connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19" (c.d. DL ristori), convertito dalla legge 18 dicembre 2020, n. 176, che, all'art. 8-*ter*, ha disposto la riduzione degli oneri derivanti dalle bollette elettriche. Nello specifico, il comma 1 ha istituito, nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, un Fondo con una dotazione di 180 milioni per ridurre nel 2021 la spesa sostenuta dai titolari delle utenze elettriche per altri usi che, al 25 ottobre 2020, avessero la partita IVA attiva e dichiarassero di svolgere come attività prevalente una di quelle riferite ai codici Ateco riportati negli allegati al provvedimento *de quo*. La riduzione riguarda le voci della bolletta identificate come "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema". Il comma 2 affida all'Autorità il compito di rideterminare, senza aggravi tariffari per le utenze interessate e in via transitoria, le tariffe di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, nonché le componenti a copertura degli oneri generali di sistema, definendo il periodo temporale di rideterminazione delle tariffe e delle componenti e le relative modalità attuative. Il comma 4 autorizza il Ministero dell'economia e delle finanze a versare l'importo di 180 milioni di euro, a copertura degli oneri derivanti dalla misura in questione, sul Conto emergenza Covid-19 istituito presso CSEA, nella misura del 50% entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, e, per il restante 50%, entro il 30 maggio 2021. L'Autorità deve, infine, assicurare l'utilizzo di tali risorse a compensazione della riduzione delle tariffe di distribuzione e di misura e degli oneri generali di sistema.

L'art. 10-*ter* del decreto in esame ha prorogato per sei mesi, ossia fino al 30 giugno 2021, l'esercizio di poteri speciali nei settori di rilevanza strategica. In particolare, è stato esteso l'ambito di applicazione dell'obbligo di notifica dell'acquisto di partecipazioni e dei relativi poteri esercitabili dal Governo (imposizione di impegni e condizioni e opposizione all'acquisto) sia con riferimento agli attivi strategici nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni, sia con riferimento alle operazioni di acquisto di partecipazioni, incluse quelle che hanno per effetto l'assunzione del controllo da parte di qualunque soggetto estero, anche appartenente all'Unione europea, nonché quelle che attribuiscano una quota dei diritti di voto o del capitale (pari almeno al 10%, 15%, 20%, 25% e 50%) da parte di soggetti esteri non appartenenti all'Unione, a prescindere dall'assunzione del controllo societario.

Infine, l'art. 32-*quinquies*, nell'ambito delle misure di ristoro per le famiglie residenti e per le imprese delle isole minori, ha disposto il trasferimento dell'importo di 3 milioni di euro per il 2021 ai comuni delle suddette isole, a parziale copertura delle spese per l'acquisto dell'acqua e per l'abbattimento della relativa tariffa.

Della legge 30 dicembre 2020, n. 178, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023", si evidenzia, innanzitutto, l'art. 1, comma 752, che ha istituito, nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, un Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica con una dotazione di 500.000 euro per ciascuno degli anni 2021 e 2022, destinato allo svolgimento, in collaborazione con l'Autorità, di campagne informative per gli utenti del sistema idrico integrato. Le modalità di utilizzo del Fondo sono da definire con decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero della transizione ecologica), sentiti il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità.

Il comma 62 dello stesso art. 1 ha introdotto un bonus idrico per interventi relativi alla sostituzione di rubinetteria e sanitari; il comma 66, invece, ha disposto alcune modifiche alla disciplina in materia di incentivi per efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica di veicoli elettrici contenuta nell'art. 119 del già menzionato decreto legge n. 34/2020 e ha prorogato l'applicazione della detrazione al 110% (c.d. superbonus) per gli interventi di efficienza energetica e antisismici.

Il comma 82 ha, infine, previsto che la parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di gas serra, destinata al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, non vada interamente a finanziare gli interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale, ma venga ripartita come segue: 10 milioni di euro per interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale; una quota di 20 milioni di euro per gli anni dal 2020 al 2024 al Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate le centrali a carbone; la restante parte per le misure finanziarie a favore di settori considerati esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Come già anticipato nel precedente paragrafo, nel corso del 2020 il Parlamento si è anche dedicato alla consueta analisi del disegno di legge recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019", infine approvato e pubblicato come legge n. 53/2021 con la modifica finale al titolo in "Legge di delegazione europea 2019-2020".

Per quanto attiene ai settori di competenza dell'Autorità, e come già accennato *supra*, nel provvedimento si segnalano: l'art. 5, che detta i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili; l'art. 12, che individua i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione); infine, l'art. 19, che definisce i principi e i criteri direttivi per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 941/2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.

PAGINA BIANCA

CAPITOLO 2

RAPPORTI ISTITUZIONALI E *ACCOUNTABILITY*

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 2

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente 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 2020 l'attività si è focalizzata sull'implementazione dei codici di rete e delle *guideline* adottate in esito al Terzo pacchetto energia (costituito dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE) e sul recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package* – CEP).

Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)

ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia (in particolare con il regolamento (CE) 713/2009) 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) 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 originariamente sottoposti all'approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all'Agenzia, che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane invece immutata la competenza primaria delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale.

A livello organizzativo, ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglersen, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR), cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei e che è guidato da dicembre 2018 da Clara Poletti, commissario ARERA. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei due terzi; con il nuovo regolamento (UE) 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'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 per quanto riguarda il comparto elettrico, ARERA vede i propri rappresentanti attivi in qualità di responsabili di specifiche *task force* (mercati, *system operation*, *balancing* e infrastrutture), mentre, con riferimento a tutti i settori di competenza dell'Agenzia, partecipa 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 Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Nonostante la *Brexit*, continua a partecipare al CEER, che è un'associazione indipendente, anche il regolatore inglese OFGEM. Da gennaio 2019 il ruolo di presidente è svolto da Annegret Groebel dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dall'associazione che, nel corso del 2020, si è focalizzata sulle prospettive di *sector coupling* fra gas naturale ed energia elettrica e sulle attività di competenza di distributori e consumatori con particolare attenzione all'approvvigionamento dei servizi di flessibilità sulle reti di distribuzione. Negli ultimi anni il filo conduttore ispiratore delle attività dell'associazione è stata la strategia delle 3D (digitalizzazione, decarbonizzazione e regolazione dinamica), lanciata nel corso del 2018 e ribadita per il 2019 e il 2020: in tale ottica, il CEER vuole mantenere il proprio ruolo guida e di interlocutore privilegiato per promuovere una regolazione efficace, che sappia adattarsi anche in un contesto in forte cambiamento qual è il settore energetico europeo, caratterizzato da sfidanti obiettivi ambientali e da sviluppi tecnologici repentini. Fondamentale è mantenere al centro gli interessi dei consumatori finali e mettere a disposizione il bagaglio di competenze dei propri membri per animare le attività di *training* e diffondere le migliori pratiche regolatorie, anche al di fuori dei confini dell'Unione europea.

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

Settore idrico

Nel corso del 2020, l'associazione *European Water Regulators* (WAREG)[1] ha proseguito le proprie attività di scambio delle cosiddette *best practice* di regolazione dei servizi idrici tra i suoi 25 membri e 5 osservatori, sotto l'egida della Presidenza dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, che è stata confermata alla Presidenza per il biennio 2021-2023.

Le attività sono state molto influenzate dall'emergenza sanitaria venutasi a creare a seguito del diffondersi del Covid-19, che ha imposto riflessioni approfondite sui possibili impatti di tale situazione critica sul settore industriale e sui consumatori nell'ambito idrico europeo. Si è così provveduto alla raccolta e all'elaborazione delle

1 Il *network* WAREG, nato nell'aprile 2014, si è costituito come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso l'Autorità, il 5 dicembre 2017. Vi partecipano 30 autorità di regolazione (25 membri e 5 osservatori). Oltre all'Autorità, sono membri di WAREG: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per la regolazione delle *utility* dell'Irlanda (CRU); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (CWS); 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); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (HEA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (NCC); 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); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Commissione per l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori di WAREG: il Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); il Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; il regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); l'Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT).

informazioni in merito all'azione regolatoria posta in essere durante la situazione emergenziale, da cui è emerso che sono state adottate le seguenti misure:

- sospensione di alcuni obblighi nei confronti dei soggetti regolati (per esempio, raccolta dati e informazioni per finalità tariffarie, congelamento degli aumenti tariffari, rimodulazione dei piani di investimento ecc.);
- sostegno ai consumatori (per esempio, sospensione dei procedimenti in atto verso i clienti morosi, possibilità di rateizzazione delle fatture, obbligo di continuità della fornitura dei servizi essenziali ecc.);
- riorganizzazione interna delle stesse autorità di regolazione (per esempio, con l'introduzione o l'estensione dello *smart working* per il personale dipendente, la creazione di *task force* dedicate all'analisi di impatti e soluzioni ecc.).

Nel 2020 si sono svolte, in modalità virtuale, le seguenti iniziative:

- il *workshop "Water Regulation: Paving the Road for 2020"*, co-organizzato da WAREG e dalla *Florence School of Regulation*[2] (FSR), durante il quale si è dibattuto sull'adeguatezza e sulla sostenibilità dei sistemi tariffari come possibile leva finanziaria per la realizzazione degli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture idriche in Europa (investimenti stimati dall'OCSE – Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico in Europa – in circa 289 miliardi di euro entro il 2030[3]);
- la 21ª Assemblea generale WAREG, tenutasi l'11 novembre 2020, nel corso della quale sono stati eletti il presidente e i quattro vicepresidenti, con un mandato di due anni. L'Autorità è stata confermata unanimemente alla guida dell'associazione; i vicepresidenti eletti provengono dai regolatori di Albania, Bulgaria, Isole Azzorre (Portogallo) e Ungheria. Nel corso dell'Assemblea sono stati approvati il bilancio 2020 e il prospetto per il 2021 (interamente finanziato tramite le quote associative annuali), con il duplice obiettivo di rafforzare lo staff del Segretariato, che coordina il funzionamento dell'associazione, con la supervisione del *Board*, e la comunicazione istituzionale interna ed esterna (per esempio, il sito web). Infine, al termine dell'Assemblea si è svolto un dibattito con gli Uffici della Commissione europea (DG Ambiente, Direzione C "Qualità della vita"), in merito alle future iniziative in materia di sostenibilità ambientale nel settore idrico, nel più ampio quadro degli obiettivi di decarbonizzazione e del *Green Deal* adottati dall'UE;
- l'organizzazione dei seguenti *webinar*:
  - *"Economic regulation of water services in emergency situations"*, svoltosi il 5 giugno 2020, durante il quale sono state presentate le conclusioni di uno studio WAREG sulle principali misure di regolazione intraprese dai regolatori per far fronte all'emergenza sanitaria da Covid-19;
  - *"How can we contribute to build resilient, sustainable and green water and wastewater services?"*, tenutosi il 14 dicembre 2020, organizzato in cooperazione con la *Florence School of Regulation*, che si è focalizzato sul potenziale impatto dello *European Recovery Plan* per il settore idrico;
  - *"Key performance indicators for wastewater services"* del 18 dicembre 2020, che ha permesso uno scambio di buone pratiche tra i regolatori in tema dei principali indicatori utilizzati per misurare le *performance* degli operatori dei servizi di trattamento delle acque reflue.

WAREG ha, inoltre, contribuito a due consultazioni pubbliche promosse dalla Commissione europea, e in particolare:

2 La *Florence School of Regulation* (su cui si veda il sito fsr.eui.eu) è un centro multidisciplinare di eccellenza per la ricerca indipendente, la formazione e il dibattito sulle *policy* di regolazione, con particolare riferimento all'ambito europeo, nei settori dell'energia e del clima, dei servizi idrici e dei rifiuti, delle comunicazioni e dei media, dei trasporti. La FSR fa parte dello *European University Institute*.

3 Il dibattito si è basato sul rapporto pubblicato da WAREG nel 2019 *"Tariff regulatory frameworks in WAREG Member Countries"* (disponibile sul sito www.wareg.org) e sul rapporto dell'OCSE del 2020 *"Estimating investment needs and financing capacities for water-related investment in EU Member States"* (reperibile al link ec.europa.eu/info/news/estimating-investment-needs-and-financing-capacities-water-related-investment-eu-member-states_en).

- "*Towards zero pollution in air, water and soil – EU action plan*" dell'11 novembre 2020, che si concentra sugli obiettivi di decarbonizzazione a livello europeo. I regolatori europei si sono espressi a favore di una regolazione incentivante che contempli soluzioni tecnologiche e digitali innovative per la riduzione degli impatti ambientali dei processi industriali nel settore idrico;
- "*Sewage sludge use in farming – evaluation*", pubblicata il 20 novembre 2020, che si incentra sulle possibili forme di riutilizzo dei fanghi prodotti con il trattamento industriale di acque reflue, in vista di una possibile modifica della direttiva europea sui fanghi residui (direttiva 86/278/CEE). In tale sede, i regolatori europei hanno espresso sostegno ai processi innovativi in atto nel settore del trattamento industriale delle acque reflue, volti a promuovere economie di scala.

Il 16 dicembre 2020, il Parlamento europeo ha approvato l'accordo intergovernativo raggiunto dagli stati membri dell'Unione europea per l'applicazione della direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020 sulla qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione); la direttiva è così entrata in vigore il 12 gennaio 2021. Le nuove disposizioni mirano a migliorare la qualità dell'acqua potabile, favorendone un accesso sempre più universale, in particolare ai soggetti più vulnerabili.

Settore dei rifiuti

Nel 2020 la rete dei regolatori europei dei rifiuti urbani Waste-Reg (*Network of EU Municipal Waste Regulators*) – formata dal gruppo delle autorità indipendenti di regolazione che, in ambito WAREG, hanno competenze anche in materia di rifiuti – ha avviato le attività di confronto con gli *stakeholder* previste dal documento che ha dato inizio all'iniziativa, formalmente avviata il 25 giugno 2019 a Milano, nel corso di un evento promosso dall'Autorità.

Le autorità di regolazione che vi partecipano (ARERA per l'Italia, ANRSC per la Romania, ERSAR ed ERSARA per Portogallo e Azzorre, MEKH per l'Ungheria, PUC per la Lettonia e VERT per la Lituania) hanno indicato, come obiettivi fondamentali dell'azione del *network*, lo scambio di informazioni e di buone pratiche, nonché l'analisi degli assetti regolamentari prevalenti nell'Unione europea, e l'avvio di un dibattito sul contributo della regolazione all'implementazione equilibrata ed efficace della normativa europea sui rifiuti urbani.

Tale confronto è culminato nell'organizzazione di un seminario, il 1° luglio 2020, sulla regolazione economica dei rifiuti urbani nel quadro della riforma delle direttive comunitarie, organizzato con il supporto e l'assistenza del neonato Dipartimento ambiente della già menzionata *Florence School of Regulation*. Al seminario – cui hanno partecipato i rappresentanti e gli esperti provenienti da organizzazioni e/o istituzioni come *European Investment Bank*, *European Environmental Bureau*, Università di Amsterdam, *Municipal Waste Europe*, FEAD (Fondo di aiuti europei agli indigenti), DG Ambiente della Commissione europea (Direzione *Circular Economy and Green Growth*) – si è discusso del potenziale contributo della regolazione all'implementazione dell'economia circolare, in termini di efficacia e di efficienza nel raggiungimento degli obiettivi.

Nell'ambito del seminario, Waste-Reg ha presentato documenti e dati relativi:
- al fabbisogno di investimenti per il recupero del *gap* di infrastrutture richieste e per il raggiungimento dei previsti tassi di recupero e riciclo;
- a un'analisi delle tecnologie disponibili per la differenziazione e il riciclo e dei loro costi;
- ad alcuni c.d. casi paese.

Dalla discussione è emersa la consapevolezza del ruolo fondamentale che la regolazione economica può rivestire nel raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione europea al minimo costo per i cittadini.

L'ampia partecipazione all'evento e l'interesse degli *stakeholder* hanno indotto l'Autorità e la *Florence School of Regulation* a organizzare un secondo appuntamento, il 28 novembre 2020. Il seminario si è focalizzato sui temi del finanziamento dei servizi di gestione dei rifiuti urbani e sull'efficacia ed efficienza dei processi di raccolta differenziata e di riciclo dei rifiuti organici.

La continuità data al dibattito ha consentito all'Autorità e ai regolatori del *network* di avviare e sostenere una piattaforma stabile di confronto sulla regolazione dei rifiuti urbani in Europa.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2020, l'Autorità ha rafforzato il proprio ruolo a livello internazionale, attraverso l'impegno nell'attività di cooperazione tecnico-istituzionale a livello bilaterale e multilaterale.

Per quanto riguarda il settore energetico, l'Autorità ha continuato a contribuire allo sviluppo e all'integrazione dei mercati, grazie anche alla condivisione di regole comuni. Inoltre, nonostante le difficoltà causate dalla pandemia di Covid-19, è riuscita a confermarsi quale istituzione di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, aree geografiche di primaria rilevanza per il sistema energetico italiano, anche in considerazione degli investimenti e degli scambi energetici sempre crescenti.

Per quanto riguarda il settore idrico, è proseguita la collaborazione a livello internazionale, con l'intento di contribuire alla condivisione delle migliori pratiche regolatorie nell'ambito dei servizi idrici integrati.

Settori energetici

Coordinamento con la Svizzera

Come è noto, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo, il regolatore svizzero, da un lato, partecipa in qualità di osservatore ai lavori delle *task force* europee organizzate da ACER e, dall'altro, si coordina con l'Autorità per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. Per quanto attiene, in particolare, a quest'ultimo coordinamento, a partire dal 17 aprile 2019 sono attive le aste implicite infragiornaliere sulla frontiera Italia-Svizzera sulla base dello stesso modello già in essere dal 21 giugno 2016 sulla frontiera con la Slovenia. In conseguenza di ciò, sono cambiate le modalità di allocazione della capacità con la frontiera con la Svizzera: le aste esplicite rimangono in essere, infatti, solo per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che ricalcano

quelle in uso per tutti gli altri confini europei, ai sensi del regolamento (UE) 1719/2016 – FCA[4]) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità implicita nell'ambito del *market coupling* è consentito dal regolamento (UE) 1222/2015 – CACM[5] solamente a valle del raggiungimento di un accordo in materia di politica energetica fra Svizzera e Unione europea, situazione che non si prevede possa concretizzarsi in tempi brevi).

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Considerata la necessità di promuovere e di facilitare il processo di integrazione dei mercati energetici, nel 2020 è proseguita la promozione di una serie di attività nell'ambito del processo di Berlino[6] *Western Balkans 6* (WB6), che, tra i numerosi obiettivi, prevede di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia del Nord, Kosovo, Montenegro e Serbia). In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measure* per favorire lo sviluppo del mercato regionale; tali misure comprendono la rimozione delle barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel corso del 2020, come già avvenuto l'anno precedente, l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) ha proseguito la sua azione di coordinamento e di supporto per l'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato sull'*Energy Community* (Comunità dell'energia). Non si è, tuttavia, raggiunto l'accordo in sede europea in merito all'implementazione dei codici di rete elettrici in ambito di *Energy Community,* che avrebbe implicato una riforma del Trattato. In particolare, non verrà adottato e trasposto nell'ordinamento dei paesi dell'Unione del Sud-Est Europa il già citato regolamento (UE) 1222/2015(CACM), fondamentale per l'implementazione di meccanismi di *market coupling* nella suddetta regione. Pertanto, è in corso di valutazione l'adesione, su base volontaria, da parte dei paesi dell'area balcanica, alla proposta di adozione delle principali misure, al fine di supportare il processo di integrazione dei mercati elettrici.

Con riferimento all'attività di ECRB svolta nel 2020, si segnala che:

- per quanto riguarda il settore elettrico, numerosi sono stati i temi discussi, tra i quali il supporto alla creazione di mercati all'ingrosso efficienti, base di un mercato regionale competitivo nell'area dei Balcani, e l'implementazione anticipata del regolamento (UE) 1222/2015, con la designazione dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) da parte dei paesi firmatari del Trattato;
- con riferimento al settore del gas naturale, è stato aggiornato il report sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso e sono stati inviati input specifici ad ACER per l'elaborazione dei documenti "*Market Monitoring on aspects of gas wholesale markets in the Contracting Parties*" e "*First annual report on contractual congestions at gas interconnection points of the Energy Community Contracting Parties*";
- per i consumatori, è stato realizzato l'"*ECRB Market Monitoring Report. Gas and Electricity Retail Markets in the Energy Community*";
- sono proseguite, infine, le attività di implementazione di alcune delle prescrizioni contenute nel regolamento (UE) 1227/2011 – REMIT[7], in tema di integrità e di trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

4 Regolamento del 26 settembre 2016 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (*Guideline on forward capacity allocation* – FCA).

5 Regolamento del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (*Guideline on capacity allocation and congestion management* – CACM).

6 Avviato con la Conferenza degli stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process* – WB6) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal Cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai paesi della regione balcanica.

7 *Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (REMIT) del 5 ottobre 2011.

Nel corso del Forum elettrico del 16 e 17 giugno 2020, è stato chiesto al Segretariato della Comunità dell'energia e alla Commissione europea di sviluppare una normativa quadro per l'attuazione graduale del regolamento CACM nella Comunità stessa, con riferimento, per esempio, al calcolo coordinato della capacità e alla designazione dei NEMO.

Il Forum gas del 30 settembre 2020 ha accolto con favore i progressi nell'attuazione dei codici di rete del gas da parte di diversi contraenti; tuttavia, i gestori dei sistemi di trasmissione e le autorità nazionali di regolamentazione sono stati invitati ad accelerare tale processo, soprattutto in relazione ai punti di interconnessione *cross-border*, nell'ottica di aumentare la liquidità, la competitività e la trasparenza dei mercati del gas.

Progetto KEP: *Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, l'Autorità partecipa al progetto *Know Exchange Programme* (KEP) "*Central European Initiative* (CEI) – *Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*". Nel corso del 2020 sono stati coinvolti anche i regolatori di Macedonia del Nord e Bulgaria, in considerazione degli effetti che il progetto di *market coupling* tra i due paesi produrrà nella regione balcanica.

A causa dell'emergenza sanitaria, è stato possibile svolgere solo il primo dei seminari previsti nell'anno, a Sofia il 21 febbraio 2020, mentre sono stati organizzati quattro *webinar* (7 maggio, 16 luglio, 30 settembre, 16 dicembre).

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare nei beneficiari le capacità tecniche inerenti al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei gestori delle reti di trasmissione e delle borse coinvolte nel *coupling*.

Inoltre, riguardo al progetto di *market coupling* tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia (progetto AIMS), nel 2020 si è conclusa l'analisi di fattibilità preliminare fra Italia, Montenegro, Serbia e Albania. Lo studio ha evidenziato la presenza di ostacoli di carattere normativo, come l'assenza di un quadro regolatorio condiviso con il recepimento, almeno su base volontaria, del regolamento CACM, nelle more del completo recepimento da parte dell'*Energy Community*, e la mancata implementazione di un mercato del giorno prima in Montenegro e Albania.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Anche nel 2020, l'Autorità ha proseguito la propria azione nell'ambito dell'associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*). A causa della crisi sanitaria da Covid-19, però, le attività di MEDREG si sono svolte in modalità virtuale.

Nel corso della 29ª Assemblea generale del 10 giugno 2020 è stato approvato il *report* "*Regulatory measures to mitigate the impact of Covid-19 outbreak in the Mediterranean region*", che si è concentrato sulle azioni volte a garantire la continuità del servizio di fornitura e sulle misure a tutela dei consumatori e delle aziende intraprese per mitigare l'impatto economico dovuto alla crisi globale conseguente alla pandemia.

Durante la 30ª Assemblea generale del 25 novembre 2020, sono stati eletti per il biennio 2021-2022 il nuovo presidente, il regolatore albanese (ERE), e i due nuovi vicepresidenti, il regolatore egiziano per il settore del gas (GASREG) e il regolatore marocchino (ANRE). L'Autorità ha riconfermato il suo ruolo di vicepresidente permanente.

È stata, inoltre, rinnovata la *governance* di tutti i gruppi di lavoro tecnici e all'Autorità è stata affidata, per un secondo mandato, la *leadership* del settore del gas. È stato, inoltre, approvato il nuovo contratto di finanziamento con la Commissione europea per il biennio 2021-2022, che si concentrerà in particolar modo sulle azioni necessarie per favorire una convergenza regolatoria nell'area del Mediterraneo, attraverso: un maggiore stimolo agli investimenti, con specifico riguardo a quelli per le infrastrutture energetiche (nuove o esistenti); un incremento dell'efficienza e della trasparenza dei mercati; la promozione di energia da fonti rinnovabili; il supporto alla transazione energetica con un focus sulle possibili fonti alternative (idrogeno); l'individuazione delle misure idonee a promuovere la protezione dei consumatori, specie quelli vulnerabili.

Per quanto riguarda l'attività svolta nell'ambito dei gruppi di lavoro tecnici:

- per il settore elettrico e delle fonti rinnovabili, sono stati approvati due *report*:
  - "*Regional integration: sub-regional regulatory convergence*", che esamina lo stato e le prospettive dei mercati elettrici nell'area mediterranea in termini di integrazione fisica, sottolineando le difficoltà di adottare in contesti disomogenei – prevalenti nella "sponda Sud" dell'area considerata – i criteri europei di valutazione degli investimenti in interconnessioni;
  - "*Assessing the new available regulatory options for the integration of RES also considering flexibility issues and technological change*", che analizza gli sviluppi della regolazione delle fonti rinnovabili, in particolare le innovazioni in tema di incentivi e di prezzi di cessione (aste) e delle azioni di temperamento dell'imprevedibilità della generazione (bilanciamento delle reti);
- per il settore del gas naturale:
  - è stato approvato il *report* "*Design mechanism for gas market able to foster energy transition*", che valuta il possibile contributo del mercato del gas alla transizione energetica nell'area del Mediterraneo, in base a quattro parametri: domanda di gas; stato del gas nei paesi MEDREG, con riferimento al finanziamento delle infrastrutture transfrontaliere; potenziale cooperazione tra paesi per lo sfruttamento del gas, al fine di favorire la transizione energetica; approccio dei paesi membri alla transizione energetica;
  - è stato disposto l'avvio, per i primi mesi del 2021, di una consultazione tra gli *stakeholder* per l'acquisizione di ulteriori elementi, allo scopo di migliorare la flessibilità e l'interoperabilità delle infrastrutture, in una prospettiva di riduzione delle emissioni e di contrasto al cambiamento climatico;
- relativamente ai consumatori:
  - è stato aggiornato il *report* relativo ai consumatori vulnerabili nel Mediterraneo;
  - è stata disposta la *peer review* del regolatore elettrico giordano (EMRC), con particolare riguardo alle modalità di allacciamento dei consumatori alla rete, alle *billing procedure*, alle interruzioni e alle procedure di risoluzione delle controversie.

Al fine, poi, di garantire un supporto specifico alle riforme regolatorie nazionali, è stato aggiornato il *report* "*Regulatory Outlook*", che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo, basata su sei criteri: *status* giuridico, indipendenza, competenze, organizzazione interna, trasparenza ed *enforcement*. Sono stati anche organizzati diversi *training ad hoc*, per la realizzazione dei quali l'Autorità ha fornito il supporto strategico, procurando i docenti. I temi trattati sono stati: "*Unbundling and TPA in gas and*

electricity markets"; "*Effective communication for institutions operating in the energy sector*"; "*Training on the role and scope of energy regulation*".

Per quanto riguarda le tre piattaforme per l'Unione per il Mediterraneo (UpM)[8] promosse dalla Commissione europea, nel corso del 2020, MEDREG ha partecipato alla conferenza annuale del 29 e 30 gennaio 2020 a Barcellona. I principali temi di discussione hanno riguardato: la relazione tra energia e clima; i risultati raggiunti dalle tre piattaforme di lavoro (gas, mercato elettrico regionale ed energia rinnovabile ed efficienza energetica); il contenuto della prossima dichiarazione ministeriale dell'UpM, che avrà luogo nella prima parte del 2021.

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

Il NEON è un'associazione senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles, che riunisce *ombudsmen*[9] e organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori dei settori energetici, a rilevanza sia nazionale sia regionale e afferenti a paesi UE o extra-UE. L'Autorità aderisce al NEON in quanto titolare del Servizio conciliazione e, dal 2019, ne detiene anche la vice-presidenza. Gli altri membri dell'associazione sono: Belgio (*Service de Médiation de l'Énergie / Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), Polonia (*Coordinator for negotiations to the President of Energy Regulatory Office* – URE/ERO), UK (*Ombudsman Services*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic – El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWaPE – Commission Wallonne pour l'Energie*).

L'attività del NEON è finalizzata al perseguimento di quattro obiettivi principali: protezione ed *empowerment* dei consumatori di energia; promozione di un modello di ADR (*Alternative Dispute Resolution*) in linea con i principi elaborati a livello europeo sul tema; rappresentanza dei membri nel contesto internazionale sulle tematiche energetiche e di tutela dei consumatori; scambio di informazioni, esperienze e *good practice* fra i membri. A livello comunitario, il NEON collabora con le istituzioni e i regolatori dei settori energetici, al fine di migliorare e rafforzare le misure di protezione dei consumatori nei mercati liberalizzati. Fra le altre attività, partecipa a incontri, conferenze e *workshop* organizzati, per esempio, dalla DG *Justice and Consumers* e dalla DG *Energy* della Commissione europea, e supporta le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

Nel proprio sito internet (neon-ombudsman.org), il NEON pubblica documenti di vario genere, volti sia a rendere nota la posizione dell'associazione su specifici argomenti di interesse, sia a rendicontare le attività dei singoli membri e dell'associazione medesima (*Annual Report*).

8 Nel corso del *Ministerial Meeting on Energy* dell'UpM del 1° dicembre 2016, è stata adottata la *Ministerial Declaration* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee per l'energia elettrica, il gas, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. L'Unione per il Mediterraneo è un'organizzazione intergovernativa che raggruppa 42 paesi europei e del bacino del Mediterraneo: i 27 stati membri dell'Unione europea e 15 paesi mediterranei partner del Nordafrica, del Medio Oriente e dell'Europa sud-orientale; è dotata di un proprio Segretariato con sede a Barcellona.

9 Gli *ombudsman*, 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 di cui si occupano.

Settore ambiente

Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)

Nel corso del 2020 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators*[10] (NER).

La 15ª riunione del NER si è svolta online il 17 novembre 2020. Nel corso di questa riunione si è tenuta una tavola rotonda sul ruolo della regolazione nella promozione dell'innovazione tecnologica, con particolare riguardo agli strumenti digitali più recenti per la raccolta e l'analisi dei dati relativi ai soggetti regolati.

.

Relazioni bilaterali

Albania. All'incontro del 12 febbraio 2020, svoltosi a Tirana, l'Autorità ha partecipato alla riunione del Tavolo energia, un'occasione di confronto permanente organizzata dall'Ambasciata d'Italia a Tirana con le imprese italiane attive nei diversi settori energetici. Le principali tematiche trattate hanno riguardato: la realizzazione di una maggiore integrazione energetica regionale per un mercato più concorrenziale; un pieno e attivo coinvolgimento del settore privato nei processi di riforma del settore energetico albanese; le modalità per fornire adeguate informazioni alle imprese italiane interessate a investire in Albania. Il 29 luglio 2020 si è, inoltre, svolto un *webinar* – organizzato dall'Ambasciata italiana in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE), Ricerca sul sistema energetico (RSE) e l'Autorità – dal titolo *"Albania-Italy Covid-19 outcomes on energy demand and production"*, volto ad analizzare gli impatti degli effetti dell'emergenza sanitaria sulla domanda e sulla produzione di energia nei due paesi e le misure per superare le principali criticità.

Bulgaria. L'incontro del 21 febbraio 2020, tenutosi a Sofia, è stato l'occasione per un confronto tra l'Autorità e il regolatore bulgaro (EWRC) sulle prospettive del progetto KEP e sul processo di integrazione dei mercati elettrici nella regione dei Balcani e nell'ambito dei progetti di *coupling* esistenti tra paesi UE ed extra-UE (la Bulgaria, per esempio, è coinvolta in un progetto di *coupling* con la Macedonia del Nord).

Grecia. Il 2 dicembre 2020 si è svolto un incontro tra l'Autorità e il regolatore greco (RAE), con l'obiettivo di condividere le informazioni relative alle competenze dell'Autorità afferenti al settore dei servizi idrici e del ciclo dei rifiuti urbani, in vista di una possibile estensione delle competenze di RAE a tali settori. L'incontro ha anche riguardato il settore energetico, con particolare riferimento all'area balcanica, dove è stato recentemente avviato il *coupling* Italia-Grecia.

Montenegro. Il 15 giugno 2020 si è tenuto un incontro bilaterale con il regolatore montenegrino (Regagen), che ha visto la partecipazione anche dei rispettivi TSO (*Transmission System Operator*) e del Direttore esecutivo dell'Ufficio aste dei Balcani SEE-CAO (*South East Europe Coordination Auction Office*). Nel corso dell'incontro si è discusso del funzionamento del cavo Italia-Montenegro, con specifico riguardo all'allocazione della capacità.

10 Il *Network of Economic Regulators* è un forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità della regolazione economica in molteplici settori (per esempio, nei settori dell'energia, dell'acqua, delle comunicazioni, dei trasporti ecc.). Su richiesta del Comitato della politiche di regolazione, organo dell'OCSE, il NER può fornire pareri ed elaborare studi sulle materie di sua competenza.

CAPITOLO 2

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

Segnalazioni

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito alle disposizioni di cui all'art. 12, comma 3, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, in materia di fine delle tutele di prezzo a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas

Con la segnalazione 28 gennaio 2020, 23/2020/I/com, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo su alcuni aspetti critici, che ancora permangono, inerenti ai mercati della vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, in vista della rimozione dei regimi di tutela di prezzo, già fissata dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza 2017), al 1° luglio 2020 e poi differita per entrambi i settori al 1° gennaio 2022 dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162 (come convertito dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8).

La situazione dei mercati *retail* ha evidenziato che sono ancora limitati le dinamiche concorrenziali e il grado di maturità per l'accesso al mercato da parte dei clienti di piccole dimensioni, tanto è vero che il legislatore è intervenuto posticipando la conclusione del percorso di superamento delle tutele di prezzo nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Il decreto legge oggetto della segnalazione ha, però, previsto, all'art. 12, comma 3, lettere a) e c), il differimento del termine di superamento dei servizi di tutela al 2022 in entrambi i comparti energetici, anche per le piccole imprese diverse dalle micro-imprese del settore elettrico.

La segnalazione ha posto in risalto come tale disposizione non risulti, tuttavia, del tutto coerente con il dettato della direttiva 2019/944/UE, che riconosce agli stati membri dell'Unione la facoltà di continuare a ricorrere al regime di tutela di prezzo per un periodo transitorio di durata non predeterminata esclusivamente a favore dei clienti domestici e/o delle micro-imprese. Inoltre, l'Autorità ha evidenziato al Parlamento e al Governo come l'art. 12, comma 3, del provvedimento in esame non preveda alcuna gradualità nella transizione verso il nuovo assetto di mercato in cui non sarà più presente la predetta tutela di prezzo; gradualità che avrebbe, invece, consentito di mitigare l'impatto sul cliente finale nel passaggio al nuovo modello di libero mercato sancito dalla legge concorrenza.

Con la segnalazione in parola, l'Autorità propone, quindi, l'approvazione di specifici interventi normativi, volti ad allineare il differimento del termine di superamento del servizio di maggior tutela per i clienti non domestici del settore elettrico, che non risultino titolari di un contratto di fornitura a condizioni di libero mercato, a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, che prevede, almeno per le piccole imprese diverse dalle micro-imprese, la rimozione delle tutele di prezzo entro il 1° gennaio 2021. Inoltre, nel caso in cui il legislatore avesse prorogato il servizio di maggior tutela nei confronti delle micro-imprese, l'Autorità ha raccomandato che l'identificazione della suddetta tipologia di clienti finali consideri un livello di potenza contrattualmente impegnata, in aggiunta ai criteri identificativi già allo scopo indicati dalla direttiva 2019/944/UE.

Al fine di garantire l'erogazione del servizio universale di fornitura di energia elettrica a favore dei clienti finali per cui verrà meno la tutela di prezzo, l'Autorità ha segnalato, inoltre, la necessità di certezza e stabilità normativa in relazione alle modalità individuate dal legislatore per l'assegnazione del servizio di salvaguardia, destinato ad assicurare la continuità della fornitura di energia elettrica ai clienti che non risultino titolari di un contratto di fornitura a condizioni di libero mercato, confermando quanto previsto attualmente dall'art. 1, comma 60, della legge n. 124/2017. L'Autorità ha ribadito, altresì, l'esigenza di identificare *ex lege* il responsabile della continuità della fornitura, anche in condizioni di indisponibilità degli esercenti la salvaguardia, che saranno selezionati mediante le procedure concorsuali previste dalla legge concorrenza. Al riguardo, l'Autorità ha suggerito di valutare l'opportunità di identificare il soggetto responsabile della gestione delle predette procedure e di individuare un percorso di graduale superamento dei regimi di tutela di prezzo sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale, al fine di perseguire nel modo più efficace l'obiettivo di completa liberalizzazione dei due settori, nonché di un'effettiva concorrenza tra gli operatori di mercato, garantendo condizioni economiche eque per i clienti di piccole dimensioni. L'Autorità è convinta che la completa liberalizzazione possa portare reali benefici ai clienti finali, a condizione che, dal lato dell'offerta, si sviluppi un'effettiva concorrenza e, dal lato della domanda, aumentino la conoscenza del mercato e la consapevolezza da parte del cliente. Affinché tale scopo possa essere pienamente raggiunto, l'Autorità rileva l'esigenza che le sia espressamente riconosciuta dal legislatore la potestà di attuare un'azione regolatoria di carattere asimmetrico, ferme restando le potestà già assegnatele dal legislatore nell'ambito del libero mercato.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito alle misure a sostegno degli investimenti e a tutela delle utenze finali del servizio di gestione integrata dei rifiuti, urbani e assimilati, e del servizio idrico integrato e dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale, in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19

Con la segnalazione 23 aprile 2020, 136/2020/I/com, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di valutare le prime ipotesi di intervento normativo, al fine di contribuire a mitigare la situazione di disagio e le eventuali criticità sorte per i clienti finali di energia elettrica e gas naturale, nonché per le utenze finali del servizio idrico integrato e del servizio di gestione dei rifiuti, urbani e assimilati, in seguito al diffondersi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

L'Autorità, dopo aver illustrato sinteticamente le misure già adottate per alleviare, per quanto possibile, la situazione di disagio e di potenziale criticità per i consumatori finali e per le imprese dei settori regolati, ha richiamato l'attenzione di Parlamento e Governo sul fatto che le misure emergenziali deliberate, pur necessarie per i consumatori e per talune imprese per far fronte alle criticità, non potranno tuttavia essere mantenute nel tempo in via strutturale; ciò causerebbe, infatti, una perdita di solidità economico-finanziaria per intere filiere settoriali, con ricadute negative, in ultima istanza, sui clienti/utenti dei servizi nei settori regolati. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare il superamento delle misure urgenti adottate e valutare l'introduzione di nuovi strumenti di attenuazione delle criticità emergenti, anche sulla base delle informazioni acquisite nell'ambito della sua continua attività di monitoraggio.

Inoltre, con la segnalazione in commento l'Autorità ha evidenziato la necessità di alcuni interventi normativi tesi a sostenere alcune azioni urgenti ritenute indifferibili per affrontare in maniera adeguata l'emergenza pandemi-

ca, con particolare riferimento ai settori del servizio idrico integrato e della gestione dei rifiuti urbani e assimilati, nonché dei bonus sociali.

Infine, ancora una volta, l'Autorità ha richiamato le proposte già più volte formulate in merito alla parziale fiscalizzazione degli oneri generali di sistema, che consentirebbe di ridurre il costo dell'energia e di modulare l'onere per il bilancio dello Stato, anche a beneficio dei clienti finali domestici.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito all'emendamento 42.19 presentato al disegno di legge di conversione del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34

Con la segnalazione 22 giugno 2020, 223/2020/I/com, l'Autorità ha inteso focalizzare l'attenzione del Parlamento e del Governo in ordine all'emendamento 42.19 presentato al disegno di legge di conversione in legge del DL 19 maggio 2020, n. 34, recante "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19" (A.C. 2500), allora all'esame della Commissione Bilancio della Camera dei deputati. L'emendamento prevedeva, al primo comma, tra l'altro, la riorganizzazione del gruppo che fa capo al Gestore dei servizi energetici, al quale sono oggi affidati *ex lege* compiti nell'ambito del settore energetico di rilevanza nazionale e internazionale. In base alla proposta emendativa, il gruppo GSE avrebbe assunto la gestione dei servizi energetici per i settori pubblico e privato, incluso il settore produttivo, con particolare riferimento allo sviluppo delle energie rinnovabili, all'efficienza energetica, alla gestione degli oneri di sistema e dei flussi informativi del sistema elettrico.

L'Autorità, pur ritenendo di poter condividere la finalità di razionalizzazione e di efficientamento del sistema energetico nazionale, tuttavia, ha manifestato la propria preoccupazione in ordine agli effetti che detto emendamento avrebbe potuto generare sulle attività sottoposte alla sua regolazione e/o supervisione e, più in generale, su elementi della filiera energetica assai rilevanti sia per il buon funzionamento dei mercati, all'ingrosso e al dettaglio, sia per la tutela dei consumatori; tutti obiettivi che l'Autorità, anche sulla base della normativa europea, è chiamata a perseguire.

L'emendamento 42.19, infatti, nell'attribuire al gruppo GSE la gestione degli oneri generali di sistema, relativa sia al mercato elettrico sia a quello del gas naturale, avrebbe interferito con l'attuale struttura di gestione degli oneri di sistema (in termini di riscossione e di conseguenti erogazioni), la cui disciplina è rimessa dall'ordinamento all'Autorità, che opera su tale fronte attraverso un soggetto istituzionale, a essa strumentale, costituito nella forma di ente pubblico economico, cioè la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Tale assetto garantisce neutralità, per la natura giuridica pubblica di CSEA, ente sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e dell'Autorità, nonché agli indirizzi di quest'ultima.

Inoltre, CSEA, con riferimento al settore idrico, anch'esso regolato dall'Autorità, avrebbe continuato a gestire la disponibilità degli importi economici destinati a coprire oneri propri del sistema ambientale; pertanto, la modifica emendativa proposta avrebbe rischiato di pregiudicare l'unitarietà di sistema.

L'Autorità ha, dunque, rilevato come risultasse essenziale che le attività di gestione degli oneri generali di sistema – fino a quando non sia deciso il loro trasferimento alla fiscalità generale, come più volte proposto – continuas-

sero a rimanere integrate e sotto la sua stretta supervisione, con il coinvolgimento del suo ente strumentale, CSEA, al fine di garantire la coerenza e l'affidabilità della medesima gestione e, in ultima analisi, la minimizzazione dei costi di gestione degli stessi oneri.

Pertanto, l'Autorità ha posto in rilievo come eventuali riorganizzazioni debbano necessariamente seguire un percorso che consenta di valutare e ponderare tutte le possibili soluzioni e i relativi effetti sui soggetti che fanno parte della filiera energetica, preservando la terzietà, la trasparenza e l'efficacia dell'azione di supervisione e di controllo del regolatore a beneficio del buon funzionamento dei sistemi energetici e dei consumatori. Infine, ARERA ha sottolineato come tale percorso di riorganizzazione debba prevedere anche il necessario coinvolgimento della stessa Autorità, organismo indipendente e terzo rispetto agli interessi coinvolti, al quale è attribuita legislativamente la responsabilità della regolazione dell'intero settore.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito all'art. 114-*ter* del decreto legge n. 34/2020, convertito nella legge n. 77/2020

Con la segnalazione 27 ottobre 2020, 406/2020/I/gas, l'Autorità ha posto in evidenza le criticità inerenti all'art. 114-*ter* del decreto legge n. 34/2020, sopra già richiamato, convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77. Detto articolo, inserendo un nuovo comma 4-*bis* all'art. 23 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, pone in capo all'Autorità l'obbligo di riconoscere un'integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e impianti in comuni metanizzati o da metanizzare in specifiche località del Paese dallo stesso articolo individuate. A tal fine, la norma considera, dunque, come presuntivamente e positivamente valutata l'efficienza e già effettuata l'analisi dei costi e dei benefici dei predetti investimenti per i consumatori, superando la regola generale prevista per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione del gas naturale, che richiede, invece, lo svolgimento di specifiche analisi costi/benefici.

Con la segnalazione in analisi, dunque, l'Autorità ha manifestato le proprie forti preoccupazioni in ordine ai potenziali effetti distorsivi, innanzitutto in termini di aumento ingiustificato dei costi del servizio, che deriverebbero dall'attuazione dell'art. 114-*ter*, rispetto ai principi di efficienza, economicità e tutela dei clienti finali in materia di regolazione dei servizi di pubblica utilità, che costituiscono il fondamento della legge 14 novembre 1995, n. 481, istitutiva dell'Autorità stessa.

Parimenti, si è sottolineato come l'art. 114-*ter* mini l'equilibrio relativo alle condizioni di sviluppo del servizio di distribuzione del gas naturale su cui si fonda l'assetto regolatorio definito dall'Autorità, con concreti rischi di discriminazione tra gli operatori e, in ultima analisi, con maggiori e ingiustificati costi a carico dei clienti finali del settore del gas naturale.

È stato anche posto in risalto il concreto rischio – con l'approvazione della norma – di compressione delle prerogative dell'Autorità, dal momento che le viene imposto di riconoscere integralmente i costi sostenuti per gli investimenti in determinate località, superando, di fatto, i giudicati amministrativi formatisi proprio rispetto a società che operano in quelle località. Inoltre, è impedito all'Autorità di applicare i tetti agli investimenti, determinando, per l'effetto, un grave squilibrio nella disciplina regolatoria tariffaria che, come è noto, è prerogativa e responsabilità di questa Istituzione. Primaria conseguenza dell'applicazione della norma analizzata è, quindi, un improprio incremento delle tariffe e dei connessi oneri posti a carico dei consumatori finali, chiamati a sostenere

tariffariamente il costo delle infrastrutture sviluppate, nonostante queste comportino costi (per punto servito) ben al di sopra dei limiti previsti e potenzialmente superiori ai benefici attesi, e dunque siano inefficienti.

È stato evidenziato, ancora, come la norma in questione introduca un'evidente discriminazione tra le imprese di distribuzione del gas che operano nelle località esplicitamente individuate dal testo di legge e quelle che operano al di fuori di esse, aprendo la via a un inevitabile e verosimilmente esteso contenzioso. Da ultimo, l'Autorità ha rilevato come l'art. 114-*ter* presenti anche profili di potenziale violazione della normativa europea, laddove prevede attribuzioni e competenze tipicamente regolatorie, seppur mediate dal legislatore nazionale.

Pertanto, l'Autorità, alla luce dei rilievi formulati, ha chiesto che le disposizioni introdotte con l'art. 114-*ter* siano oggetto di una profonda rivalutazione da parte del legislatore, al fine di evitare che le stesse determinino uno sviluppo inefficiente del servizio di distribuzione del gas naturale a detrimento dei clienti finali, che finirebbero per sostenere conseguenti oneri impropri.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito al quadro normativo relativo alle misure adottate a seguito degli eventi sismici verificatisi nell'agosto 2016 nel Centro Italia e nell'agosto 2017 nei Comuni di Casamicciola Terme, Lacco Ameno e Forio

Con la segnalazione 17 dicembre 2020, 559/2020/I/com, l'Autorità ha fornito al Parlamento e al Governo elementi e proposte in merito alle misure contenute nel decreto legge 14 agosto 2020, n. 104, recante "Misure urgenti per il sostegno e il rilancio dell'economia", convertito, con modificazioni, dalla legge 13 ottobre 2020, n. 126, e alla conseguente delibera 3 novembre 2020, 429/2020/R/com, provvedimenti emanati a seguito degli eventi sismici che hanno colpito il Centro Italia nei giorni 24 agosto 2016 e seguenti e i Comuni di Casamicciola Terme, Lacco Ameno e Forio il 21 agosto 2017.

In particolare, l'Autorità, in considerazione dello stato di perdurante criticità in cui versano i territori colpiti dai menzionati eventi sismici segnalato dalle istituzioni territoriali competenti, ha proposto che ulteriori specifici interventi di natura economico-sociale, intrapresi per alleviare i residui effetti provocati dai citati eventi calamitosi, siano espressamente previsti per via legislativa (con la definizione univoca di beneficiari, durata e livello di agevolazione) e che la definizione delle modalità applicative di tali misure venga demandata espressamente al regolatore. Pertanto, l'Autorità ha suggerito di valutare l'adozione di una norma di legge che, rimettendone alla medesima la successiva attuazione, stabilisca la proroga delle agevolazioni di natura tariffaria agli utenti dei territori del Centro Italia ancora in effettivo stato di bisogno, ovvero, sulla base degli elementi a oggi noti, ai soggetti titolari di utenze/forniture site in soluzioni abitative provvisorie (ossia gli occupanti di SAE, MAP e MAPRE, rispettivamente Soluzioni abitative di emergenza, Moduli abitativi provvisori e Moduli abitativi prefabbricati rurali emergenziali) e a quelli in condizione di disagio economico-sociale titolari dei bonus sociali.

L'Autorità, nel condividere la diffusa preoccupazione per la difficile situazione in cui si trovano ancora le anzidette popolazioni, ha posto, altresì, in luce la necessità di garantire l'equilibrio tra le esigenze di sostegno agli abitanti delle zone colpite dai menzionati eventi sismici e l'onere posto in capo ai restanti clienti/utenti finali, in un contesto economico e sociale già duramente provato a seguito del diffondersi del Covid-19.

Al fine, dunque, di fornire un contributo tecnico per la definizione di eventuali ulteriori interventi di agevolazione, l'Autorità ha formulato alcune proposte per contribuire al perseguimento del generale obiettivo di tutela sociale delle popolazioni che ancora si trovano in situazioni di reale difficoltà.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge recante "Modifiche al decreto legge 4 giugno 2013, n. 63, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2013, n. 90, in materia di agevolazioni fiscali per favorire la diffusione dei veicoli alimentati ad energia elettrica"

Con la memoria 18 febbraio 2020, 41/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso, dinanzi alla Commissione Finanze della Camera dei deputati, le proprie considerazioni in tema di mobilità elettrica, con particolare riguardo all'efficienza e alla sostenibilità dello sviluppo del sistema elettrico nazionale, nell'ambito di un più articolato e complesso quadro interistituzionale che coinvolge differenti aspetti, non solo in materia di energia, ma anche di ambiente, trasporto, viabilità e urbanistica. Infatti, la diffusione dei veicoli elettrici porta con sé l'esigenza di una rete di punti di ricarica; pertanto, lo sviluppo della mobilità elettrica avrà inevitabili e importanti riflessi sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale.

Con la memoria in commento l'Autorità ha, dunque, sottolineato la necessità che la crescita della mobilità elettrica si concili con il contestuale sviluppo efficiente del sistema elettrico nel suo complesso: il nuovo segmento di domanda si aggiunge, infatti, a quelli esistenti, comportando una "nuova elettrificazione" di usi finali tradizionalmente soddisfatti con combustibili liquidi.

Il regolatore ha sostenuto che, nello sviluppo delle infrastrutture di ricarica, occorre rivolgersi soprattutto allo sviluppo di punti di ricarica in luoghi privati e, in questo senso, si muovono le ipotesi di lavoro, cui l'Autorità sta già dedicando la propria attenzione.

Il servizio di ricarica in luoghi accessibili al pubblico non è un soggetto alla regolazione di ARERA, né, al momento, di altra autorità. Secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria, nello specifico dalla direttiva 2014/94/UE sui carburanti alternativi, recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è un servizio che deve svilupparsi in condizioni di concorrenza tra i diversi operatori; pertanto, il prezzo di ricarica si forma in base a dinamiche di mercato e la fornitura di energia elettrica rappresenta solo uno degli *input* produttivi del servizio finale, senza che ciò si configuri come un'attività di "rivendita" di energia elettrica.

In altre parole, poiché il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è organizzato secondo logiche competitive, come previsto dalla normativa europea, non può esistere una "tariffa del servizio di ricarica" definita da un'autorità amministrativa. Del resto, non si può neppure affermare che esista una "tariffa di fornitura dell'energia elettrica", poiché il mercato elettrico è pienamente liberalizzato e l'Autorità determina solo alcune componenti tariffarie relative ai servizi di rete e agli oneri generali di sistema.

CAPITOLO 2

Il legislatore ha assegnato ad ARERA il compito di definire le tariffe e le condizioni per l'accesso e l'utilizzo delle reti elettriche pubbliche e, in questo contesto, essa è già intervenuta, per quanto di propria competenza, con provvedimenti tesi a rimuovere elementi che possano rappresentare un ostacolo alla diffusione di sistemi di ricarica dei veicoli soprattutto presso le abitazioni e i luoghi di lavoro.

In ordine alle agevolazioni, l'Autorità ha rilevato che queste dovrebbero contribuire a ridurre il divario di prezzo dei veicoli elettrici rispetto a quelli a combustione interna e/o dovrebbero concorrere ad agevolare l'installazione di sistemi di ricarica, eventualmente dando priorità al trasporto pubblico locale elettrificato o alla mobilità elettrica collettiva, poiché questi ultimi perseguirebbero obiettivi condivisi anche in sede europea (decarbonizzazione e mobilità sostenibile). Ancora, l'Autorità ha evidenziato che le agevolazioni devono essere esplicite, per risultare più trasparenti, monitorabili ed efficienti, e che non devono consistere in esoneri dall'applicazione di componenti tariffarie (ivi incluse quelle a copertura degli oneri generali di sistema).

In linea generale, l'Autorità ha ribadito che le agevolazioni per lo sviluppo della mobilità elettrica devono rimanere esterne al perimetro del sistema elettrico. Al contempo, con particolare riguardo all'installazione dei sistemi di ricarica, ha affermato che si potrebbe valutare la possibilità di prevedere delle agevolazioni finalizzate all'installazione di dispositivi utili alla gestione ottimale del sistema elettrico, per esempio definendo contributi in riduzione dei costi di connessione nel caso di infrastrutture di ricarica che permettono una gestione intelligente della ricarica (c.d. *smart charging*), secondo requisiti che assicurino la gestione ottimale della potenza disponibile, da definire in sede di standardizzazione tecnica.

A parere dell'Autorità risulterebbe rilevante anche la semplificazione, con un intervento normativo *ad hoc*, delle procedure amministrative relative alla posa dei cavi elettrici, in particolare nei contesti urbani.

Infine, l'Autorità ha evidenziato che lo sviluppo della mobilità elettrica non può prescindere dalla sua natura fortemente interistituzionale e, pertanto, ha auspicato che le proposte formulate e le diverse iniziative già intraprese consentano di dare risposte alle legittime istanze di cambiamento, attraverso un'azione concertata, coordinata e armonica.

Memoria in merito allo schema di decreto legislativo recante disposizioni per l'attuazione della direttiva 2019/692/UE, che modifica la direttiva 2009/73/CE

Con la memoria 3 marzo 2020, 56/2020/I/gas, l'Autorità ha espresso – dinanzi alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica e alla Commissione Attività produttive, commercio, turismo della Camera dei deputati – le proprie osservazioni sulle disposizioni contenute nello schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 2019/692/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2019, che modifica la direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Innanzitutto, l'Autorità ha rilevato che il quadro di regole delineato dallo schema di decreto legislativo riguarda più specificamente le competenze delle amministrazioni centrali dello Stato (Governo e Ministero). Nonostante questo, si è soffermata sulla disposizione che, in conformità con quanto prescritto dalla direttiva in recepimento, prevedeva la possibilità entro il 24 maggio 2020, di esperire procedure di deroga – relativamente ai gasdotti

esistenti, ossia completati entro il 23 maggio 2019 – dall'applicazione delle disposizioni contenute nella medesima direttiva e relative: al diritto di accesso dei terzi alle reti; alla separazione proprietaria e all'indipendenza dei sistemi di trasporto; all'obbligo di certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto prima della loro designazione; alle competenze delle autorità di regolazione nazionali, in merito alla fissazione delle tariffe e alla prestazione dei servizi di bilanciamento.

In proposito, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che sia concessa una deroga alle sezioni dei gasdotti di importazione del *Greenstream* (Libia-Italia) e del Transmed (Algeria-Tunisia-Italia).

Si è colta l'occasione per rilevare che il Transitgas (Svizzera-Italia) non rientra nell'ambito di applicazione del provvedimento in esame, essendo situato interamente in territorio svizzero; il TAP (Grecia-Albania-Italia), inoltre, aveva già richiesto e ottenuto un'esenzione dall'applicazione delle norme contenute nella direttiva 2009/73/CE e tale regime continua ad applicarsi.

Memoria in merito al disegno di legge recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019"

Con la memoria 21 maggio 2020, 175/2020/I/com, l'Autorità ha fornito il proprio contributo ai lavori della Commissione Politiche dell'Unione europea del Senato, soffermandosi, in particolare, sulle disposizioni che appaiono di diretto interesse per la propria attività, con specifico riguardo ai principi e ai criteri per l'implementazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (direttiva rifusione o RED II – *Renewable Energy Directive* II) e della direttiva 2019/944/UE sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (direttiva IEM – *Internal Energy Market*).

Nello specifico, sono stati esaminati i seguenti articoli:

- art. 5 relativo all'attuazione della direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili:
  - in merito alla localizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, l'Autorità ha condiviso la previsione di una disciplina normativa per la definizione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di tali impianti, primo utile passo nella direzione del perseguimento degli obiettivi definiti nel PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima) per il 2030;
  - relativamente alle configurazioni per l'autoconsumo e la sua valorizzazione, l'Autorità ha proposto: i) di prevedere, all'art. 5, comma 1, lettera c), non solo il riordino, ma anche la semplificazione della normativa vigente in materia e, similmente, di riformulare l'art. 12, comma 1, lettera b), del provvedimento in analisi, contemplando, oltre all'aggiornamento del quadro normativo in materia di configurazioni per l'autoconsumo, anche la sua semplificazione nel senso sopra detto; ii) di ritenere preferibile che, nel testo del citato art. 5, comma 1, lettera l), si prevedano "*disposizioni per la valorizzazione dell'autoconsumo*", anziché "*disposizioni agevolative per l'autoconsumo*";
  - circa l'allocazione degli oneri generali di sistema, l'Autorità: i) ha evidenziato che la soluzione naturale per il superamento delle criticità connesse alla riscossione degli oneri generali è rappresentata dal loro trasferimento alla fiscalità generale e ha chiesto che sia valutato il trasferimento immediato alla fiscalità generale degli oneri non direttamente connessi a obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o di contrasto

alla povertà energetica, eliminandoli dalla bolletta; ii) ha auspicato che il disegno di legge analizzato costituisca l'opportunità, *in primis*, di fissare i criteri allocativi di base degli oneri generali di sistema, soprattutto tra i clienti domestici (famiglie) e i clienti non domestici (imprese) e, *in secundis*, di procedere a una progressiva "fiscalizzazione" del fabbisogno degli oneri generali, secondo le proposte in precedenza già avanzate alle competenti Commissioni parlamentari;

- riguardo agli interventi a sostegno della produzione e del consumo di energia da fonti rinnovabili, l'Autorità ha espresso il proprio convincimento sulla necessità di rendere espliciti, in sede di aggiornamento e di potenziamento dei meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili, i contingenti da porre all'asta, differenziati per fonte e per area geografica;

- art. 12 in tema di attuazione della direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE:
  - riguardo alla comunità energetiche dei cittadini, l'Autorità ha auspicato: i) l'esclusione, fin da subito, della possibilità che tali comunità possano svolgere l'attività di distribuzione di energia elettrica; a tal proposito, infatti, appare preferibile evitare che siano definite nuove fattispecie in cui è possibile realizzare *ex novo* reti private per la fornitura di utenze residenziali, quanto piuttosto utilizzare in maniera maggiormente efficiente le reti pubbliche esistenti; ii) l'eliminazione dell'attività di distribuzione tra quelle assentite alle comunità energetiche dei cittadini ed elencate dall'art. 12, comma 1, lettera a);
  - in merito alle configurazioni per l'autoconsumo e alla sua valorizzazione, l'Autorità ha proposto: i) di esplicitare, nel testo dell'art. 12, comma 1, lettera b), la previsione non solo di aggiornare, ma anche di semplificare il quadro normativo in materia; ii) che, in sede di recepimento, siano coordinate le disposizioni in materia di autoconsumo contenute nella direttiva 2019/944/UE con quelle previste dalla direttiva 2018/2011/UE;
  - in relazione allo sviluppo dei sistemi di accumulo, l'Autorità ha segnalato l'esigenza che: i) la relativa disciplina sia integrata con alcuni ulteriori elementi di merito, ovvero, più in dettaglio, che vengano definite le procedure autorizzative necessarie ai fini della loro realizzazione, ove mancanti; ii) siano individuate e definite forme di remunerazione a lungo termine derivanti da procedure competitive, che consentano di ridurre i rischi associati allo sviluppo dei sistemi di accumulo;
  - in merito al comma 1, lettera c) dell'articolo, l'Autorità ha suggerito che esso fosse opportunamente integrato, prevedendo l'adozione delle necessarie procedure autorizzative e degli strumenti funzionali all'adozione di soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine, al fine di dare stabilità agli investimenti;
  - circa il ruolo e la responsabilità dei *Distribution System Operator* (DSO), l'Autorità ha condiviso la disposizione che contribuisce all'auspicata evoluzione del ruolo e della responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione;
  - in ordine alla disciplina del Piano di sviluppo della rete nazionale di trasmissione, l'Autorità ha proposto di integrare l'art. 12, comma 1, lettera f), prevedendo espressamente una sua adozione biennale ed esplicitando la necessità di una sua integrazione con il Piano di sicurezza, nonché con la revisione delle procedure finalizzate all'accelerazione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, quindi escludendo il Piano di sviluppo dall'art. 7, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in tema di applicazione della procedura di Valutazione ambientale strategica (VAS);
  - riguardo al nuovo ruolo del consumatore, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità che le sia affidato il compito di definire i profili attuativi delle disposizioni in analisi, al fine di garantire la necessaria gradualità a tutela del consumatore stesso;

- art. 19 in merito all'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica:

- in relazione alle configurazioni zonali del sistema elettrico, l'Autorità, nel rammentare la propria competenza in materia, ha rappresentato che questa è finalizzata alla promozione della concorrenza e alla tutela degli utenti del sistema, in coerenza con gli obiettivi fissati dalla legge che l'ha istituita;
- circa l'esenzione dell'accesso di terzi agli *interconnector*, l'Autorità ha proposto, in conformità con quanto disposto dall'art. 63, par. 4, del regolamento (UE) 943/2019, di valutare l'opportunità di conferire alla medesima questa competenza, oggi ancora in capo al Ministero dello sviluppo economico;
- in tema di ridispacciamento, l'Autorità ha suggerito di conferirle le competenze finalizzate alla deroga all'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione, in base al criterio di mercato di cui all'art. 13; ciò, infatti, risulterebbe coerente con l'art. 40, par. 5, della direttiva 2019/944/UE, che attribuisce esplicitamente all'Autorità la facoltà di valutare e di concedere una deroga al criterio di mercato, qualora la fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza non sia economicamente efficiente e, più in generale, in linea con le sue competenze in materia di dispacciamento e di monitoraggio dei mercati.

Memoria in merito all'audizione relativa all'esame degli schemi di decreto legislativo di recepimento del c.d. Pacchetto di misure sull'economia circolare

Con la memoria 25 maggio 2020, 179/2020/I/rif, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in ordine agli schemi di decreto legislativo di recepimento che compongono il c.d. Pacchetto di misure sull'economia circolare.

In considerazione della piena attuazione dei principi di cui all'art. 16 della legge 4 ottobre 2019, n. 117, l'Autorità, nell'ambito del quadro di competenze assegnatele dal legislatore, ha rappresentato la necessità che lo schema di decreto legislativo in esame sia integrato rispetto ai seguenti profili:

- razionalizzazione e disciplina del "*sistema tariffario al fine di incoraggiare l'applicazione della gerarchia dei rifiuti*" (comma 1, lettera d) del citato art. 16). Tale attività, infatti, rende necessario un raccordo con le competenze in materia di regolazione tariffaria del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati attribuite all'Autorità dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205, anche in considerazione dell'opportunità di elaborare un sistema coordinato di segnali, tariffari e fiscali, volti al miglioramento delle *performance*. Questo coordinamento appare particolarmente significativo, con riguardo alla prevenzione della "*formazione dei rifiuti, incentivando comunque una gestione più oculata degli stessi da parte degli utenti*" (lettera d), n. 1), dell'art. 16) e all'individuazione di "*uno o più sistemi di misurazione puntuale e presuntiva dei rifiuti prodotti che consentano la definizione di una tariffa correlata al principio 'chi inquina paga'*" (lettera d), n. 2), dell'art. 16);
- definizione di una riforma del "*tributo per il conferimento in discarica di cui all'articolo 3, commi 24 e seguenti, della legge 28 dicembre 1995, n. 549*" (lettera d), n. 3), dell'art. 16), in coordinamento con l'Autorità che, in considerazione delle competenze in tema di individuazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, può certamente contribuire in maniera efficace a individuare adeguati segnali di efficientamento e di sostenibilità della tassazione eco-ambientale;
- intervento di "*razionalizzazione complessiva del sistema delle funzioni dello Stato e degli enti territoriali e del loro riparto*" (comma 1, lettera m), dell'art. 16); in proposito, l'Autorità reputa essenziale ribadire l'urgenza di un'opera di riordino del quadro normativo settoriale, al fine di tenere in considerazione le modifiche intervenute nella *governance* multilivello del settore, a seguito dell'attribuzione alla stessa Autorità delle competenze di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati;

- provvedimento in ordine alle attribuzioni delle regioni e, più specificatamente, all'attuazione delle "*previsioni sul riparto in ambiti ottimali nonché sull'istituzione e sulla concreta operatività dei relativi enti di governo*" (n. 6.2) della lettera m) dell'art. 16), al fine di addivenire a una celere operatività degli enti di governo di ambito (EGA). A tal fine, l'Autorità ritiene che potrebbe risultare utile valutare il potenziamento dei poteri sostitutivi connessi ai casi di mancata costituzione degli EGA da parte delle regioni e di mancata adesione agli EGA da parte dei comuni.

Anche rispetto a tale ultima tematica, l'Autorità si è resa disponibile a fornire il proprio contributo, in termini di monitoraggio e di segnalazione in merito alla riorganizzazione degli assetti locali del settore.

Memoria in merito al disegno di legge recante "Conversione in legge del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante 'Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale'"

Con la memoria 31 luglio 2020, 300/2020/I/com, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in merito a talune disposizioni presenti nel decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale", all'esame delle Commissioni riunite Affari costituzionali e Lavori pubblici del Senato, per la sua conversione in legge.

In particolare, l'Autorità si è focalizzata sulle disposizioni del decreto che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente:

- su quanto disposto, con riferimento ai settori energetici:
  - all'art. 56, comma 2, in materia di partecipazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili alle procedure del GSE in caso di ripotenziamenti o rifacimenti;
  - all'art. 57, comma 12, in materia di definizione di tariffe di fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, applicabili ai punti di prelievo in ambito privato e pubblico;
  - all'art. 60, comma 3, relativo alla predisposizione biennale da parte di Terna del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
  - all'art. 60, comma 6, in tema di inclusione di infrastrutture per approvvigionamento del gas nell'ambito della rete nazionale di trasporto del gas, ai fini del rilancio delle attività produttive nella Regione Sardegna;
- su quanto previsto, riguardo ai settori ambientali e, in particolare, al settore idrico:
  - all'art. 2, comma 4, con riguardo all'affidamento di lavori relativi alle infrastrutture idriche;
  - all'art. 9, comma 1, lettera d), in tema di modalità e deroghe applicabili anche: i) ai commissari nominati nei casi di inerzia e di inadempimento nell'attuazione degli interventi del Piano nazionale di interventi nel settore idrico di cui all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017; ii) al Commissario unico nazionale per la depurazione di cui all'art. 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243 (come convertito dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18);
  - all'art. 41, comma 1, in merito agli obblighi informativi per il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio degli investimenti pubblici;
  - agli artt. 50 e 51, al fine di razionalizzare le procedure di valutazione dell'impatto ambientale.

Memoria nell'ambito del ciclo di audizioni sull'individuazione delle priorità per l'utilizzo del *Recovery Fund*

Con la memoria 28 settembre 2020, 348/2020/I/com, nel corso dell'audizione dinanzi alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera, l'Autorità ha formulato le proprie proposte in merito all'individuazione delle priorità per l'utilizzo del *Recovery Fund*.

In particolare, l'Autorità ha evidenziato come, condividendo l'esperienza maturata negli anni di attività e utilizzando gli strumenti esistenti, possa fornire a Governo e Parlamento, per i settori regolati, garanzie di corretta selettività degli interventi e di controllo di coerenza tra progetto, piano, obiettivo e sfida, anche attraverso l'impiego degli strumenti già in uso nell'attività regolatoria. L'Autorità ha, altresì, evidenziato di essere in grado di svolgere un'efficace azione di monitoraggio dell'attuazione finanziaria e dei flussi finanziari destinati ai soggetti attuatori dei progetti e degli investimenti, assicurandone una gestione tempestiva e puntuale, anche attraverso l'ente strumentale Cassa per i servizi energetici e ambientali.

Inoltre, l'Autorità ha rilevato di poter svolgere efficacemente le attività di verifica della rispondenza dei progetti/interventi ai criteri di ammissibilità individuati dalla Commissione europea, quali l'appartenenza a un pacchetto coerente di investimenti e riforme, la conformità con il PNIEC e con gli altri Piani definiti in sede europea.

Infine, l'Autorità si è resa disponibile ad ampliare coerentemente il proprio ambito di attività e ricomprendere la misurazione degli impatti economici, ambientali e sociali dei singoli interventi, nonché a garantire la misurabilità del contributo degli interventi al raggiungimento dei livelli essenziali delle prestazioni.

Memoria in merito all'affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti

Con la memoria 6 ottobre 2020, 370/2020/I/eel, l'Autorità, consapevole del difficile contesto economico attuale, aggravato dalle dimensioni pandemiche della crisi sanitaria da Covid-19, ha inteso contribuire al dibattito su quale sia il modello di mercato più adeguato alla gestione del sistema elettrico in uno scenario di transizione energetica, che vedrà attuare scelte importanti, in relazione all'attuazione della decarbonizzazione e della progressiva integrazione del settore elettrico con quello del gas naturale sostenibile e di nuovi vettori energetici quali il biometano e, in prospettiva, l'idrogeno.

Nella memoria l'Autorità ha richiamato alcune tematiche sulle quali si era già espressa in passato, ma che assumono nel contesto attuale un'estrema rilevanza, in considerazione della continua evoluzione verso la piena sostenibilità, l'efficienza e la circolarità, e della sempre maggiore interdipendenza tra i settori dell'energia e dell'ambiente. La memoria si è, dunque, soffermata su:

- partecipazione delle risorse non abilitate, ivi incluse le risorse diffuse, al mercato per il servizio di dispacciamento;
- sistemi di accumulo;
- oneri generali di sistema;
- tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica;

- ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica;
- centralità del consumatore;
- autoconsumo individuale e collettivo e comunità energetiche.

Memoria in merito al disegno di legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023"

Con la memoria 24 novembre 2020, 498/2020/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera il proprio contributo, in termini di osservazioni e proposte, in merito a talune disposizioni presenti nel disegno di legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023". Segnatamente, l'Autorità:

- con riferimento all'art. 136, in tema di istituzione del Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica, ha suggerito che le siano assegnate le attività in ordine alla misurazione dei volumi della risorsa idrica per unità immobiliare, come già prospettato dal legislatore al momento dello stralcio dei commi 2 e 3 dell'art. 136 del disegno di legge in analisi;
- relativamente all'art. 140, in materia di incentivi per la misurazione puntuale dei rifiuti nelle zone economiche ambientali, ha rilevato l'opportunità di prevedere forme di incentivazione ai fini dell'adozione di sistemi di misurazione puntuale anche a favore di territori comunali diversi da quelli richiamati nella disposizione in questione, nonché di essere sentita nell'ambito del processo di adozione del previsto decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (oggi della transizione ecologica), per la definizione dei criteri e delle modalità attuative delle disposizioni in analisi;
- in merito all'art. 150, sul Fondo per la perequazione infrastrutturale, ha segnalato l'opportunità di limitare la misura prevista ai settori diversi da quelli regolati; per tali settori – e in particolare per quello idrico –, infatti, l'Autorità esegue periodicamente la ricognizione dello stato delle infrastrutture, dei connessi obiettivi di qualità tecnica individuati a livello locale, sulla base degli standard definiti con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (per il contenimento delle perdite idriche, per la riduzione delle interruzioni della fornitura, per il miglioramento della qualità dell'acqua erogata, per il miglioramento del sistema fognario e depurativo) e della conseguente programmazione degli investimenti necessari sul territorio, richiedendo, tra l'altro, il dettaglio del cronoprogramma per la loro attuazione, anche evidenziando se si tratti di opere di rilevanza strategica.

Pareri e proposte al Governo

Parere alla Regione Piemonte in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 17 marzo 2020, 68/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere parzialmente favorevole alla Regione Piemonte, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del novellato decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in merito al disegno di legge recante "Assegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico", osservan-

do, in particolare, che la documentazione acquisita non rende disponibili tutti gli elementi necessari per esprimere il parere richiesto. Infatti, il provvedimento demanda alla giunta regionale la determinazione delle modalità di *"quantificazione dei ricavi normalizzati"*, limitandosi a riprendere il dettato del richiamato art. 12, comma 1-*quinquies*, senza ulteriori specificazioni; né il disegno di legge impone alla giunta di attenersi ai criteri contenuti nelle linee guida dell'Autorità, benché tale intenzione sembrerebbe emergere dalla relazione di accompagnamento.

L'Autorità ha, infine, osservato che la previsione secondo cui l'aggiornamento proporzionale alle variazioni, non inferiori al 5%, dell'indice Istat (Istituto nazionale di statistica) relativo al prezzo industriale per la produzione, il trasporto e la distribuzione sia applicato alla sola componente fissa del canone risulta aderente a quanto indicato dall'Autorità nelle proprie linee guida.

Parere alla Regione Lombardia in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 17 marzo 2020, 73/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del novellato decreto legislativo n. 79/1999, in merito al disegno di legge trasmesso dalla Regione Lombardia, purché siano apportate al testo le precisazioni di seguito indicate:

- modalità per evitare il doppio conteggio dell'energia elettrica ceduta a titolo gratuito, eventualmente prevedendo che tale precisazione sia demandata alla giunta regionale, nel rispetto delle linee guida dell'Autorità (qualora l'energia elettrica resa disponibile a titolo gratuito sia monetizzata come indicato dalla legge regionale 30 dicembre 2019, n. 23), ovvero stabilendo a quali ore attribuire l'energia elettrica resa disponibile gratuitamente, in quanto la parte variabile del canone tiene conto di prezzi orari dell'energia;
- che i dati di misura dell'energia elettrica immessa in rete siano richiesti a Terna e non al GME (Gestore dei mercati energetici) o al GSE;
- che siano esplicitati i casi in cui è richiesto ai concessionari di installare e di mantenere in efficienza le apparecchiature di misure necessarie per la rilevazione dell'energia elettrica prodotta netta (ossia i casi di impianti idroelettrici direttamente connessi a unità di consumo diverse dai servizi ausiliari).

Parere alla Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 15 settembre 2020, 337/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso in parte il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, dell'innovato decreto legislativo n. 79/1999, in merito al disegno di legge trasmesso dalla Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia, richiamando però l'attenzione sulla circostanza che la documentazione trasmessa dalla Regione non rende disponibili tutti gli elementi necessari per esprimere il parere, in quanto il richiamato disegno di legge demanda a un regolamento regionale la determinazione delle modalità di *"quantificazione dei ricavi normalizzati"*, limitandosi a riprendere il dettato del richiamato art. 12, comma 1-*quinquies*, senza ulteriori specificazioni; tuttavia, il disegno di legge prevede che il regolamento regionale sia emanato in conformità alle indicazioni dell'Autorità.

Al fine, quindi, di formulare il previsto parere, qualora non venga confermato il vincolo secondo cui il regolamento regionale deve essere emanato in conformità alle indicazioni dell'Autorità, risulta necessario prendere preventiva visione dello schema di regolamento regionale con cui saranno più puntualmente definite le modalità di determinazione della componente variabile del canone dovuto dai concessionari per l'utilizzo delle derivazioni a fine idroelettrico.

Parere alla Regione Emilia-Romagna in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 17 novembre 2020, 470/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, dell'innovato decreto legislativo n. 79/1999, in merito al progetto di legge trasmesso dalla Regione Emilia-Romagna, specificando, tuttavia, l'esigenza di apportare al testo acquisito talune precisazioni, con particolare riguardo: all'esplicitazione delle modalità di calcolo della componente variabile del canone; alla definizione delle modalità con cui evitare la doppia contabilizzazione derivante dall'applicazione della componente variabile del canone e dalla cessione dell'energia a titolo gratuito; all'esplicitazione del caso degli impianti idroelettrici direttamente connessi a unità di consumo diverse dai servizi ausiliari, per i quali la componente variabile del canone dovrebbe essere calcolata in relazione all'energia elettrica prodotta netta, anziché alla produzione immessa in rete.

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico che definisce le prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica

Con la delibera 24 novembre 2020, 497/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito allo schema di decreto finalizzato a individuare le prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas sulla base delle tempistiche di cui all'art. 1, commi 59 e 60, della legge n. 124/2017. A complemento del parere trasmesso, però, l'Autorità ha anche richiesto di modificare lo schema di decreto al fine di:

- prevedere che tutte le campagne di comunicazione istituzionali e le iniziative informative siano coordinate, per assicurare univocità alla strategia e tempestività e chiarezza dei messaggi;
- indicare le modalità di finanziamento delle attività informative;
- prevedere che il rapporto di monitoraggio sull'evoluzione del comportamento dei clienti finali, delle azioni di cambio di fornitore, sull'andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, sulla trasparenza e la pubblicità delle offerte e dei servizi sia elaborato dall'Autorità utilizzando le informazioni provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), arricchite, qualora necessario, da quelle degli operatori; tale rapporto deve essere predisposto con cadenza semestrale, a partire da luglio 2021 e fino a fine 2022;
- prevedere all'art. 3 per la disciplina del servizio a tutele graduali di: eliminare, al comma 1, lettera a), l'indicazione "*caratterizzate da un equilibrato livello di rischio connesso alla morosità dei clienti*" relativa alla definizione delle aree territoriali; eliminare, al comma 1, lettera a), le indicazioni sulla fissazione di una quota di mercato massima assegnabile a un singolo operatore, stabilendo al contempo la fissazione di una soglia massima alle aree assegnabili a ciascun partecipante quantificata sulla base dei volumi totali di energia prelevata dai clienti

oggetto delle procedure concorsuali; eliminare, al comma 1, lettera b), l'indicazione del tempo di tre anni come durata massima di erogazione del servizio; fare in modo che i meccanismi incentivanti di cui al comma 1, lettera c), non debbano essere introdotti necessariamente, ma possano essere definiti qualora le caratteristiche dei clienti, come non disalimentabilità, siano tali da incidere notevolmente sul rischio legato alle ordinarie modalità di recupero del credito; eliminare la previsione delle forme di rendicontazione periodica e il loro contenuto *ex* comma 1, lettera e); eliminare la previsione di specifici obblighi rispetto alle condizioni di erogazione del servizio da parte degli esercenti di cui al comma 3;

- prevedere che il rapporto sull'attuazione del servizio a tutele graduali e sull'esito delle procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti il servizio di fornitura di energia elettrica per le piccole imprese che al 1° gennaio 2021 non abbiano stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sia elaborato dall'Autorità entro 120 giorni dalla conclusione delle medesime procedure.

Parere alla Regione Piemonte in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 1° dicembre 2020, 512/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del decreto legislativo n. 79/1999, in merito allo schema di regolamento regionale attuativo "Regolamento regionale recante: disciplina del canone regionale e del canone aggiuntivo per le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e modifiche ai regolamenti regionali 6 dicembre 2004, n. 15 e 10 ottobre 2005, n. 6 in materia di canoni per uso di acqua pubblica", fatta salva la necessità di apportare al testo talune modifiche espressamente indicate nello stesso parere.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulla valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020

Con la delibera 22 dicembre 2020, 574/2020/I/eel, l'Autorità, nel trasmettere al Ministro dello sviluppo economico gli esiti della valutazione sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020, ha espresso il proprio parere favorevole ai seguenti interventi, relativamente ai quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri su precedenti schemi di Piano:

- intervento di interconnessione 220 kV Italia-Austria, codice 204-P;
- intervento HVDC (*High Voltage Direct Current*) Centro Sud-Centro Nord, codice 436-P, per cui, nei prossimi Piani di sviluppo, andrebbe anticipata la data di entrata in esercizio attualmente prevista al 2030;
- intervento HVDC Sicilia-Sardegna, parte del progetto con codice 723-P.

L'Autorità ha richiesto poi che:

- l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P, sia separato dal primo polo e posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte del Piano decennale;
- il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento con codice 200-I, sia messo "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte del Piano decennale.

L'Autorità ha posto le seguenti condizioni per il rilascio del nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello sviluppo economico:

- per l'intervento Sa.Co.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, codice 301-P, che vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei, che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- che la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
- che l'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto con codice 723-P, sia separato dall'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Sardegna e sia oggetto di approfondimenti, in linea con la richiesta a Terna, da effettuare in tempi rapidi, senza pregiudizio per l'avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti, anche alla luce delle semplificazioni introdotte dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, di conversione del decreto legge n. 76/2020.

L'Autorità ha, infine, chiesto di:

- raccomandare a Terna di presentare e di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro e di non includere tale intervento nelle "reti base", ai fini delle analisi costi/benefici;
- richiedere a Terna di effettuare un'analisi costi/benefici del solo intervento HVDC Sicilia-Continente e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2021, un documento pubblicabile con ipotesi complete e risultati della predetta analisi;
- esprimere una valutazione negativa sulla metodologia per il calcolo del beneficio B13, come proposto nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2019, e sulle metodologie per il calcolo dei benefici B20 e B21, come illustrate nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2020, e di richiedere a Terna di aggiornare o rimuovere tali categorie di beneficio nei futuri Piani di sviluppo;
- segnalare nuovamente l'importanza della definizione di scenari di sviluppo coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
- prevedere che Terna renda pubblici i dati e i risultati di dettaglio relativi agli scenari dello schema di Piano 2021, con una tempistica funzionale alla relativa consultazione pubblica;
- prevedere che Snam Rete Gas e Terna rendano pubblico, entro il 31 gennaio 2021, l'aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari da applicare nei Piani 2021 di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale e della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica.

Parere al Ministro dello sviluppo economico per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 22 dicembre 2020, 575/2020/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale della *merchant line* a 150 kV Tirano (IT)-Campocologno (CH), come già previsto con la delibera 28 settembre 2007, 244/07, in accordo alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive del 21 ottobre 2005.

Rapporti con altre istituzioni ed enti

L'accresciuta complessità dei settori regolati e l'attribuzione all'Autorità, nel corso del tempo, di nuove competenze regolatorie si sono riflesse anche nei rapporti istituzionali, determinando l'intensificarsi delle interlocuzioni tra il regolatore nazionale e altre istituzioni o enti, come di seguito illustrato.

Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare

Nel corso del 2020, la Direzione Sistemi Idrici dell'Autorità ha fornito supporto al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – MATTM (oggi Ministero della transizione ecologica) ai fini dell'analisi economica dei Piani di gestione delle acque per il terzo ciclo di programmazione.

La direttiva quadro acque 2000/60/CE – al fine di garantire un'attuazione piena e coerente della disciplina eurounitaria per la protezione delle acque superficiali interne, delle acque di transizione e delle acque costiere e sotterranee – ha previsto l'istituzione di distretti idrografici (art. 3) e la predisposizione del relativo Piano di gestione delle acque (PdGA)[11] (art. 13), con il quale ciascuno stato membro riferisce circa *"il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici"* suddivisi *"almeno in industria, famiglie e agricoltura, sulla base dell'analisi economica"* e *"tenendo conto del principio 'chi inquina paga'"* (art. 9, commi 1 e 2). Già a partire dal primo aggiornamento di detti Piani l'Autorità aveva supportato, per i profili di propria competenza, le autorità di distretto e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nella loro predisposizione, fornendo i dati e le informazioni in suo possesso relativi al recupero dei costi del servizio per il solo settore civile[12], ritenuti utili a supportare l'analisi economica che le autorità sono state chiamate a espletare per ottemperare agli obblighi della richiamata direttiva.

Il secondo aggiornamento dei PdGA, corrispondente al terzo ciclo di programmazione 2021-2027, ha previsto, tra le altre attività, la definizione di un Manuale operativo per l'analisi economica[13], approvato con decreto direttoriale del richiamato Ministero – Direzione Generale per la Salvaguardia del territorio e delle acque n. 574/STA del 6 dicembre 2018, nel quale è stato individuato, tra l'altro, il set di informazioni relative all'uso idropotabile, e in particolare al servizio idrico integrato, nell'ottica di poter disporre di un corredo informativo coerente e completo entro il termine ultimo per la predisposizione delle pianificazioni, fissato al 2021. Nell'ambito dell'aggiornamento dei Piani, nel mese di ottobre 2020, l'Autorità ha trasmesso al MATTM, per ciascun distretto idrografico, un primo set rappresentativo di dati economici e tecnici (tra quelli previsti nel citato Manuale operativo) riferiti all'annualità 2016[14], per i quali – essendo essi alla base delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – sono state completate le necessarie verifiche di coerenza.

11 Il cronoprogramma dettato dalla UE prevede che i Piani di gestione dei bacini idrografici siano riesaminati e aggiornati entro 15 anni dall'entrata in vigore della direttiva quadro e, successivamente, ogni sei anni (art. 13, comma 7).

12 Nello specifico, si tratta di dati di costo e dati tecnici validati e trasmessi dagli enti di governo dell'ambito nelle svariate raccolte dati predisposte dall'Autorità.

13 Il Manuale era stato redatto da uno specifico gruppo di lavoro, costituito da ARERA, Istat e CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria), istituito nel 2016 dall'allora Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, in risposta alla formalizzazione da parte della Commissione europea, con la procedura EU Pilot 7304, di alcune eccezioni sull'applicazione dell'analisi economica da parte delle diverse autorità di distretto nella redazione dei pertinenti Piani di gestione valevoli per il precedente ciclo di programmazione.

14 Si tratta dei dati trasmessi dagli EGA nell'ambito delle istruttorie per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/Idr, e ai sensi della disciplina di Regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato (RQTI), di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/Idr (le cui procedure di raccolta sono state definite con la determina 29 marzo 2018, 1/2018 – DSID).

Inoltre l'Autorità, nell'ambito del procedimento per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani, allo scopo di definire un quadro di regole certo e stabile, da applicarsi in modo uniforme e omogeneo da parte di tutti i gestori del servizio, ha proseguito l'interlocuzione con il MATTM per l'armonizzazione delle misure inerenti ai profili di qualità contrattuale e tecnica – oggetto della propria regolazione – con quanto previsto dai Criteri ambientali minimi (CAM)[15], che le stazioni appaltanti devono inserire nella procedura selettiva per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, ai sensi del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, c.d. Codice dei contratti pubblici.

Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale

Nel corso del 2020 si segnala – come facente capo direttamente alla Direzione Legale e Atti del Collegio dell'Autorità – un'attività di collaborazione con il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale ai sensi dell'art. 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea: al riguardo si ricorda che, qualora un giudice di uno degli stati membri dell'UE sollevi, tramite rinvio pregiudiziale alla Corte di giustizia dell'Unione, una questione interpretativa su una norma comunitaria e qualora tale norma attenga a profili di competenza dell'Autorità, quest'ultima, mediante parere motivato, rappresenta al Ministero la sussistenza o meno di un interesse diretto dello Stato italiano a intervenire nel relativo giudizio. Nel corso del 2019 sono stati resi 10 pareri.

Ministero dello sviluppo economico

Nel corso del 2020, la Direzione Legale e Atti del Collegio dell'Autorità ha svolto un'ulteriore attività a carattere istituzionale, sempre riconnessa all'ambito europeo: a partire dalla fine del 2019, infatti, ha trovato piena applicazione la direttiva 2015/1535/UE, che impone agli stati membri che vogliano adottare regole tecniche da sottoporre a procedura di consultazione comunitaria la notifica agli altri stati perché possano fare le loro osservazioni; nell'ambito della collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico si è stabilito che le notifiche vengano prese in carico dall'Autorità, che formula quindi le proprie motivate osservazioni. Nel 2020 sono pervenute 23 richieste, sulle quali l'Autorità, in relazione ai propri ambiti di competenza, non ha prodotto osservazioni.

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2020 è proseguita la sinergica e proficua attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Come noto, tale collaborazione è 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. Il Protocollo quadro di intesa prevede, tra l'altro, scambi reciproci di pareri e avvisi, anche nell'ambito di indagini conoscitive o in relazione all'invio di segnalazioni al Parlamento o al Governo su questioni di comune interesse e contempla iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Inoltre, per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordina-

15 I Criteri ambientali minimi adottati dal decreto MATTM 13 febbraio 2014 risultano attualmente in revisione, a seguito dell'emanazione del nuovo Codice dei contratti pubblici – che, all'art. 34, prevede come obbligatorio l'inserimento delle specifiche tecniche e delle clausole contrattuali nella documentazione progettuale e di gara – e delle direttive che fanno parte del c.d. Pacchetto economia circolare.

mento 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, nonché l'istituzione di un Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovraintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo di intesa integrativo.

La cooperazione e l'intervento complementare delle due Istituzioni si realizzano anche mediante il rilascio di 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 AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori, acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Si segnala, a tale proposito, che nel periodo considerato l'Autorità ha rilasciato pareri in relazione a procedimenti avviati nei confronti di 5 operatori, relativi a tematiche di grande rilievo, evidenziando ad AGCM i profili di non conformità delle condotte contestate rispetto alle disposizioni regolatorie previste dalla stessa Autorità a tutela dei clienti e degli utenti finali. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti dell'istruttoria procedimentale, hanno consentito ad AGCM di accertare, per quanto riguarda il settore dell'energia, pratiche scorrette nell'ambito della fornitura di servizi di energia elettrica e gas, consistenti nella fatturazione di diverse voci di costo e penali per recesso non dovute dagli utenti, nell'omissione di informazioni rilevanti e trasparenti sulla natura di tali oneri, nonché nell'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas.

Per quanto riguarda il settore idrico, le condotte contestate all'operatore e riconosciute quali pratiche commerciali scorrette hanno riguardato l'attivazione automatica della copertura assicurativa per le perdite occulte di acqua; le omesse informazioni sull'esistenza della polizza assicurativa perdite occulte, sulle condizioni di utilizzo, sulle limitazioni della polizza, oltre che sulle modalità per attivarla e ottenere l'indennizzo in caso di perdita occulta; la mancata risposta alle istanze di recesso e di storno degli importi addebitati per il pagamento della polizza e il ritardo nella gestione delle istanze di ricalcolo delle fatture in caso di perdite occulte; nonché la mancata adozione di adeguate e tempestive misure informative in caso di perdite occulte.

Inoltre, l'Autorità ha collaborato con AGCM anche nell'ambito di una procedura di interpello preventivo di cui all'art. 37-*bis* del Codice del consumo in merito alla vessatorietà di alcune clausole che un operatore avrebbe successivamente utilizzato per contratti di somministrazione di gas metano. Anche in questo caso il parere reso dall'Autorità ha evidenziato profili di non conformità delle clausole esaminate con la disciplina regolatoria prevista in materia di recesso e ha portato al riconoscimento della vessatorietà di tali clausole da parte di AGCM.

Altre Autorità indipendenti

Nel 2020 ARERA ha interagito anche con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom), in merito a tematiche legate alle frequenze e alle tecnologie di comunicazione utilizzate nei settori energetici.

Sono, altresì, proseguite le interlocuzioni con il Garante per la protezione dei dati personali, in merito al Portale Consumi – istituito da ARERA e reso operativo dal 1° luglio 2019 –, attraverso il quale i consumatori possono

accedere ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari. Le interazioni con il Garante si sono concentrate sulle questioni legate alla possibilità di accesso ai dati storici dei clienti finali che forniscono il proprio consenso nei termini previsti dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

ISPRA

Nel corso del 2020 sono proseguite le attività tra l'Autorità e l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), volte a finalizzare un accordo quadro per favorire una più stretta e strutturata collaborazione istituzionale, che consentirebbe, tra l'altro, a entrambe le istituzioni di condividere le reciproche banche dati ai fini di una più efficace e coordinata azione nell'adempimento dei compiti a ciascuna attribuiti. In un'ottica di armonizzazione dell'azione amministrativa a vantaggio degli operatori del settore, nel 2020 l'interlocuzione istituzionale è stata indirizzata all'aggiornamento del Modello unico di dichiarazione ambientale (MUD) per l'anno 2021[16], in coerenza con la nuova regolazione tariffaria introdotta dall'Autorità con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e il relativo allegato, Metodo tariffario rifiuti 2018-2021 (MTR).

Guardia di Finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Con il tempo si è assistito a un progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta.

Il Nucleo speciale beni e servizi, operativo presso il Comando Reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità in tutte le attività di sopralluogo ispettivo e ne svolge alcune in completa autonomia per conto dell'Autorità, con l'ausilio di esperti tecnici esterni. Negli ultimi anni, ispettori della Guardia di Finanza hanno affiancato i funzionari dell'Autorità anche nelle attività di controllo documentale avviate nell'ambito dei costi riconosciuti in tariffa e della tutela degli interessi dei consumatori. Il supporto del Nucleo riveste una sempre maggior rilevanza nel tempo, dato il numero crescente delle attività di controllo documentale svolte. Viste le specifiche competenze del Corpo e le potenziali importanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il supporto e la collaborazione della Guardia di Finanza risultano fondamentali per l'Autorità.

Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte in sinergia con la Guardia di Finanza nel 2020 si rimanda al Capitolo 10 di questo Volume.

16 Il Modello unico di dichiarazione ambientale, istituito con la legge 25 gennaio 1994, n. 70, è un modello attraverso il quale devono essere denunciati i rifiuti prodotti dalle attività economiche, quelli raccolti e trasportati e quelli smaltiti e avviati al recupero, nell'anno precedente alla dichiarazione. Il MUD per l'anno 2021 è contenuto nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 dicembre 2020. La scheda CG – Costi di gestione è stata ridisegnata in coerenza con l'MTR.

CTI

L'Autorità ha rinnovato per un ulteriore triennio (2021-2024) il Protocollo d'intesa con il Comitato termotecnico italiano energia e ambiente (CTI) per la predisposizione di linee guida, prassi di riferimento o norme tecniche necessarie per la corretta applicazione delle disposizioni regolatorie introdotte nel settore del telecalore.

Il CTI, ente federato all'UNI (Ente nazionale italiano di unificazione), è un'associazione privata senza scopo di lucro che svolge attività normativa in tutti i settori industriali, commerciali e del terziario, a esclusione di quello elettrico ed elettrotecnico, di competenza del Comitato elettrotecnico italiano (CEI).

La collaborazione con il CTI, nel corso del triennio, ha consentito la predisposizione di linee guida indispensabili per la corretta applicazione della disciplina introdotta dall'Autorità, con riferimento alla qualità del servizio (qualità del fluido termovettore; ricerca delle dispersioni del fluido termovettore e loro classificazione; pronto intervento ed emergenze).

Il Protocollo d'intesa prevede anche la possibilità di affidare al CTI incarichi per lo svolgimento di attività specifiche in campo normativo, funzionali allo svolgimento dei compiti istituzionali dell'Autorità (per esempio, l'analisi delle condizioni tecniche di riferimento per la connessione di impianti di terzi alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento adottate in ambito europeo).

UNI

L'Autorità ha avviato le attività di collaborazione con l'Ente nazionale italiano di unificazione, nell'ambito del Protocollo di intesa approvato il 17 marzo 2020. Le attività previste sono finalizzate, tra l'altro, a integrare, per il settore dei rifiuti, le norme tecniche o le prassi di riferimento per gli aspetti più rilevanti nella qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani, qualora si rendesse necessario.

Più nel dettaglio, nel 2020 l'attività si è focalizzata sul servizio di pronto intervento, con l'obiettivo di individuare quali situazioni di pericolosità segnalate dagli utenti siano da ricomprendere in tale servizio, definendone, altresì, le modalità di gestione. Con specifico riferimento al servizio di recupero dei rifiuti ingombranti, l'attività ha riguardato la fissazione dei criteri per la loro individuazione e le modalità di ritiro.

CIG

Nel corso del 2020 è proseguita l'attività di collaborazione con il Comitato italiano gas (CIG) su varie tematiche tecniche e di normazione relative al settore del gas, come pure è proseguita la collaborazione fra l'Autorità e il Comitato elettrotecnico italiano (CEI).

CAPITOLO 2

Altri enti e istituzioni

Nel 2020 l'Autorità ha collaborato anche con altri enti, tra cui la già menzionata Cassa per i servizi energetici e ambientali; in particolare, a seguito di una comunicazione di quest'ultima, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva dai cui esiti sono scaturiti due procedimenti sanzionatori in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano, nei confronti rispettivamente di un'impresa di distribuzione e di un esercente la vendita (cfr. Capitolo 10).

Inoltre, si è svolta un'interlocuzione con l'Organismo italiano di contabilità (OIC) in merito al trattamento contabile del costo degli impegni presentati nell'ambito dei procedimenti sanzionatori ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Infine, è stata resa alla Corte dei conti una relazione in cui si illustrava quanto riportato in un esposto inerente alla condotta tenuta da un soggetto cui l'Autorità aveva comminato una sanzione.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Il Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità ha definito uno specifico obiettivo strategico (OS.5) dedicato alla trasparenza e all'integrità dell'azione amministrativa e al rafforzamento dell'*accountability* regolatoria, anche attraverso il contributo dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento[17]. L'obiettivo prevede quattro linee principali di intervento: garantire maggiore accessibilità, comprensibilità e utilizzabilità delle misure di prevenzione della corruzione; rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio, specie in ambito ambientale; sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi di impatto e di verifica *ex post* della regolazione; promuovere le *best practice* per la valutazione degli effetti della regolazione anche attraverso il supporto di esperti esterni.

In termini di *accountability* l'Autorità ha, tra l'altro, continuato a mantenere aperto uno specifico canale di interazione costante con gli *stakeholder* attraverso l'Osservatorio della regolazione – organismo costituito presso l'Autorità stessa e articolato in gruppi di lavoro settoriali –, promuovendo un sempre maggiore coinvolgimento delle associazioni rappresentative dei soggetti interessati; in osservanza alle indicazioni del Quadro strategico, nel corso del 2020 le attività dell'Osservatorio sono state estese anche alle associazioni rappresentative del settore dei rifiuti.

La trasparenza ha ormai consolidato il proprio *status* di principio informatore dell'agire pubblico e l'Autorità si sforza di perseguirla ai più elevati livelli e in maniera trasversale all'interno del proprio modello organizzativo. In termini operativi questo significa che ARERA garantisce l'accessibilità alle informazioni e ai dati a sua disposizione e adempie agli obblighi di pubblicazione prescritti dalla normativa vigente. Le attività di accesso agli atti sviluppate nel 2020, unitamente alla costante attività di prevenzione dei fenomeni corruttivi, hanno consentito all'Autorità di garantire la corrispondenza della propria azione alle disposizioni normative in tema di trasparenza e prevenzione della corruzione.

17 Istituito con la delibera 15 marzo 2015, 83/2015/A.

Accountability

Da sempre l'Autorità attribuisce rilevanza alla propria responsabilità di rendere conto delle scelte di indirizzo effettuate e degli interventi in tal senso realizzati (c.d. *accountability*). Per questo, anche nel 2020, nonostante le difficoltà imposte dalla pandemia, non si è fermata l'attività di rendicontazione, sia nelle modalità "tradizionali", quali la *Relazione Annuale*, il Rapporto annuale alla Commissione europea e ad ACER e le altre forme di rapporti previsti per legge, sia attraverso strumenti più innovativi introdotti a tale scopo, *in primis* l'Osservatorio permanente della regolazione. Negli anni, l'Osservatorio è divenuto una piattaforma di confronto tra le associazioni di livello nazionale degli *stakeholder* su temi afferenti alla regolazione energetica e ambientale di competenza dell'Autorità.

L'attività dell'Osservatorio è stata anche finalizzata a valutare *ex post* l'efficacia dei provvedimenti adottati e gli impatti concretamente prodotti sui destinatari, ovvero a implementare in modo sistematico e permanente la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR). L'Osservatorio è chiamato, inoltre, a svolgere una funzione propulsiva dell'azione del regolatore, attraverso la formulazione di proposte in materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità. Da ultimo, l'art. 3, comma 6 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 9 agosto 2019 ha istituito un'innovativa interazione fra l'Osservatorio e le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021, prevedendo che siano esaminati nell'ambito dei lavori dell'Osservatorio alcuni fra i principali temi di ricerca afferenti al settore energetico. Il 13 maggio 2020, si è svolto il sesto incontro del forum plenario dell'Osservatorio in modalità di teleconferenza, in ragione della situazione epidemiologica in atto. Durante l'incontro sono state, per l'appunto, discusse le modalità di interazione fra le attività dell'Osservatorio e quelle previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico, nonché le misure e le azioni prioritarie, in riferimento all'efficienza energetica, per l'attuazione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima.

Nel corso del 2020 si sono tenuti anche tre incontri dei gruppi di lavoro: uno del Gruppo sul gas, uno del Gruppo sul sistema idrico e uno del Gruppo sull'efficienza energetica. L'insieme delle attività dell'Osservatorio trova puntuale rendicontazione di dettaglio sulla pagina web del sito dell'Autorità a esso dedicata (www.arera.it/it/osservatorio/osservatorio_gruppi.htm).

Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale il consolidato strumento del processo di consultazione pubblica, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali.

Si segnala che nel corso dell'anno è stato, tra l'altro, intrapreso un percorso del tutto innovativo per il rafforzamento dell'interazione con gli *stakeholder*.

Un tema trattato particolarmente innovativo e di grande rilevanza per le politiche energetiche, ambientali e della mobilità sostenibile è quello dello sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e degli aspetti tariffari connessi. Pur non essendo soggetto alla sua giurisdizione regolatoria, il servizio di ricarica dei veicoli elettrici interessa l'Autorità soprattutto per gli effetti che lo sviluppo dell'elettromobilità può comportare sulla rete di distribuzione; in tal senso l'Autorità ha avuto modo più volte, nel corso del 2020, di segnalare alle istituzioni interessate la rilevanza del tema *smart charging*.

In esito al documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, l'Autorità ha previsto la costituzione di tavoli tecnici con la partecipazione dei principali soggetti associativi portatori di interesse nei confronti della ricarica dei veicoli elettrici, allo scopo di valutare misure regolatorie in grado di rimuovere ostacoli di carattere tariffario alla diffusione della mobilità sostenibile.

Il "*Focus group* sulla ricarica dei veicoli elettrici" si è articolato in tre sottogruppi; le riunioni si sono svolte sia in modalità plenaria sia in sottogruppi, configurandosi come un "supplemento di consultazione" mirata a valutare in modo approfondito la fattibilità di alcune delle ipotesi di lavoro presentate nelle prime due fasi di consultazione.

Nell'ambito del sottogruppo "Ricarica privata", di particolare interesse è stato il tema inerente alla maggiore disponibilità di potenza prelevabile, ai fini di ricarica dei veicoli elettrici, nella fascia oraria notturna/festiva, in una logica – appunto – di *smart charging*. Nei sottogruppi è stata adottata una metodologia partecipativa ispirata alle analisi multi-criterio tipiche della metodologia AIR (Analisi di impatto della regolazione).

A conclusione dei lavori del *Focus group* è stata emanata la delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, che ha avviato una sperimentazione aderendo alla quale i clienti finali connessi in bassa tensione possono ottenere, a parità di potenza contrattualmente impegnata, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile per la ricarica di veicoli elettrici, nella fascia oraria notturna/festiva, fino a un valore finale di potenza disponibile non superiore a 6 kW in luogo dei 3,3 kW tipicamente disponibili per i clienti domestici.

Nel corso del 2020 è stata posta anche particolare attenzione a divulgare e a illustrare ai soggetti interessati alcuni specifici provvedimenti e la loro attuazione, attraverso l'organizzazione di *webinar* e *workshop*[18].

Audizioni periodiche

Le audizioni pubbliche periodiche, disciplinate dalla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A, costituiscono uno dei passaggi fondamentali in cui si esprime l'*accountability* dell'Autorità.

Il 22 e 23 luglio 2020 si sono svolte, per la prima volta in modalità esclusivamente online, le audizioni periodiche finalizzate alla raccolta di osservazioni e proposte da parte degli *stakeholder* in materia di servizi pubblici e pandemia di Covid-19, con particolare riferimento alle possibili azioni regolatorie per fronteggiare gli effetti dell'emergenza e rimettere in moto i processi.

Sono stati circa 50 gli interventi in diretta da parte di rappresentanti delle associazioni di categoria (delle imprese e dei consumatori) e delle principali aziende italiane e internazionali del settore energetico e ambientale. A tali interventi è corrisposto l'invio di quasi altrettante memorie scritte, pubblicate e consultabili nel sito web istituzionale dell'Autorità.

18 Si vedano, in particolare: il webinar tenuto nel mese di luglio sul tema "Rifiuti: il metodo tariffario e i provvedimenti in fase Covid-19"; il *workshop* "Studio RSE sullo sviluppo delle infrastrutture energetiche della Sardegna: discussione sulle osservazioni ricevute", svolto in ottobre; infine, il webinar "Ammodernamento colonne montanti: regolazione sperimentale e incentivi", tenuto in novembre.

Trasparenza

La trasparenza, oltre ad avere un importante rilievo nell'*accountability* dell'Autorità, ricopre un ruolo altrettanto centrale nella strategia anticorruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione posti per il loro raggiungimento sono individuati, in aderenza a quanto disposto dal decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT), che è oggetto di annuale aggiornamento.

All'interno del PTPCT è presente un'apposita sezione dedicata alla trasparenza, in cui viene evidenziata l'organizzazione dei flussi informativi interni necessari a garantire l'adempimento degli obblighi di pubblicazione. A tal fine, nel corso del 2020, è stata ulteriormente consolidata e sistematizzata la relativa attività di monitoraggio e di vigilanza. Si è, inoltre, provveduto ad affinare l'alberatura della sezione "Amministrazione trasparente" del sito internet dell'Autorità e a implementarla con ulteriori dati e informazioni.

L'assolvimento degli obblighi di trasparenza coinvolge tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni dalle strutture detenute.

Con riferimento agli accessi, si segnala che, come risulta dal Registro degli accessi pubblicato nella sezione "Amministrazione trasparente", sottosezione "Accesso civico", sono pervenute all'Autorità due istanze di accesso civico generalizzato, entrambe trattate nei termini di legge.

Anticorruzione

Con la delibera 18 febbraio 2020, 40/2020/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2020-2022. L'approvazione ha fatto seguito alla procedura di consultazione pubblica preliminarmente avviata.

Nel gennaio 2020, inoltre, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ha redatto, ai sensi della legge 6 novembre 2012, n. 190, la Relazione annuale sulla base del formato predisposto dall'Autorità nazionale anticorruzione (Anac) per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione.

Le attività di prevenzione della corruzione sono state prevalentemente orientate alla previsione e all'attuazione di misure generali, così come riportate nel Piano.

In sede di elaborazione del nuovo PTPCT 2021-2023, nel novembre 2020, il Collegio dell'Autorità, al fine di promuovere ulteriormente la *policy* di prevenzione di potenziali fenomeni corruttivi, ha proceduto a una puntuale declinazione di obiettivi strategici in chiave sia di trasparenza sia di anticorruzione, individuando le priorità nell'ottimizzazione della gestione delle istanze di accesso civico, nella promozione di percorsi di formazione, nell'innalzamento dei livelli di trasparenza attraverso la pubblicazione di dati ulteriori rispetto a quelli obbligatori e, infine, nella razionalizzazione dei presidi del sistema dei controlli interni, nell'ambito della gestione dei rischi corruttivi, dell'Autorità.

CAPITOLO 2

Quadro strategico 2019-2021

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità (delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente. Con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, l'Autorità ha adottato il Quadro strategico 2019-2021, articolato in obiettivi strategici, che inquadrano – sia per gli ambiti trasversali ai 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 sinteticamente le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. La suddetta delibera prevede di procedere con cadenza annuale alla rendicontazione e all'eventuale revisione del Quadro strategico.

In linea con gli impegni assunti in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il triennio 2019-2021, con la delibera 30 marzo 2021, 130/2021/A, l'Autorità ha approvato la rendicontazione delle attività svolte nel periodo 2019-2020 e la revisione per l'anno 2021 del Quadro strategico per il triennio 2019-2021. Il documento, allegato A alla succitata delibera, riporta la rendicontazione delle attività svolte dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2020 in relazione ai 23 obiettivi strategici, declinando puntualmente questi ultimi nelle relative linee di intervento, indicandone lo stato di avanzamento e le ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste. Le azioni riportate nel documento costituiscono i punti focali su cui si è ritenuto di dover certamente intervenire in via prioritaria da un punto di vista regolatorio.

Inoltre, con un documento di rendicontazione e revisione del Quadro strategico, si è ritenuto opportuno dare evidenza dell'impatto dell'emergenza sanitaria da Covid-19 sia sulla rendicontazione delle attività svolte a partire dal primo trimestre 2020, sia sulla previsione delle attività ancora da svolgere per l'anno 2021 al fine di fronteggiare la critica situazione epidemiologica in corso.

Per quanto attiene specificamente all'implementazione del Quadro, mentre, da un lato, l'emergenza pandemica ha determinato forti criticità in relazione al rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi strategici, dall'altro ha richiesto che l'Autorità approntasse tempestivamente nuovi strumenti nelle modalità di attuazione di tali obiettivi. Si pensi, al riguardo, ai numerosi interventi di aggiustamento della regolazione infrastrutturale, con riferimento alle attività che comportano l'accesso degli operatori alle abitazioni dei clienti, come per esempio l'ambito della qualità commerciale.

Inoltre, a partire da marzo 2020, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare provvedimenti, anche con carattere di urgenza, nei settori di propria competenza, al fine, da un lato, di mitigare la situazione di disagio e le eventuali criticità legate all'emergenza per clienti e utenti finali, e, dall'altro, di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, garantendo continuità e sicurezza delle forniture.

Per una trattazione approfondita delle azioni intraprese dall'Autorità in conseguenza dell'emergenza da Covid-19 si veda il paragrafo seguente.

Azioni e provvedimenti a seguito dell'emergenza da Covid-19

Fin da marzo 2020, nel contesto della difficile situazione emergenziale provocata dal diffondersi dell'epidemia di Covid-19, l'Autorità è intervenuta con tempestività al fine di garantire la piena applicazione dei provvedimenti governativi e supportare consumatori e operatori, attraverso numerosi provvedimenti, anche con carattere di urgenza. A tale proposito, sono stati istituiti tre gruppi di lavoro interni, uno istituzionale, uno per il settore ambiente e il terzo per il settore energia, composti dal Collegio e dal *management* in posizione apicale, al fine di presidiare in maniera coordinata e continuativa le diverse attività legate all'emergenza epidemiologica. I gruppi di lavoro interni hanno protratto la loro attività fino a luglio 2020, consentendo ad ARERA di adottare numerosi provvedimenti straordinari e urgenti per fronteggiare i disagi derivanti dalle misure di contenimento alla diffusione del virus, nonché di fornire suggerimenti e segnalazioni al Parlamento e al Governo per cercare di dare risposte pronte e adeguate ai problemi riscontrati nei settori soggetti alla propria regolazione (si veda la segnalazione 136/2020/I/com, di cui si è parlato in precedenza). Inoltre, è stata importante anche l'interazione con gli *stakeholder*, che hanno fornito dati e informazioni fondamentali mediante i quali l'Autorità ha potuto garantire il monitoraggio necessario alla definizione dei propri provvedimenti. Nel prosieguo si fornisce un elenco riassuntivo delle misure straordinarie dovute all'emergenza sanitaria adottate dall'Autorità nei settori regolati. Si fa presente che gli stessi provvedimenti sono riportati, talvolta con maggiore approfondimento, nei capitoli di competenza dei singoli settori del presente Volume.

Settori energetici

Nel contesto dell'emergenza epidemica da Covid-19, ARERA ha adottato diverse misure straordinarie volte a supportare i consumatori e gli operatori e a garantire l'approvvigionamento dell'energia elettrica e del gas a tutti i clienti. Al fine di assicurare, nella fase emergenziale, la sostenibilità finanziaria degli interventi previsti e di quelli di eventuale futura adozione, a sostegno dei clienti finali dei settori elettrico e del gas e degli utenti finali del settore idrico, l'Autorità ha provveduto a istituire presso CSEA un apposito conto di gestione a valere sulle giacenze disponibili, per un valore complessivo di 1,5 miliardi di euro (delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/Com). Di seguito le principali misure adottate[19]:

- misure dirette ai clienti finali:
  - sospensione, dal 17 marzo al 30 aprile 2020, per i clienti residenti negli 11 Comuni della prima "zona rossa" in Lombardia e Veneto, dei termini di pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica e di gas, con la conseguente rateizzazione automatica senza applicazione di interessi (delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com);
  - facoltà di rinnovare la domanda per l'erogazione dei bonus oltre la scadenza originaria prevista, ovvero fino al 31 luglio 2020, per i consumatori il cui il bonus sociale era in scadenza nel periodo 1° marzo-31 maggio 2020 (delibere 17 marzo 2020, 76/2020/R/com, e 28 aprile 2020, 140/2020/R/com);
  - cessazione, tra il 10 marzo e il 17 maggio 2020, delle procedure di sospensione per morosità delle forniture di energia elettrica per i clienti in bassa tensione e di quelle di gas naturale per i clienti con consumo non

19 Per maggiori informazioni si rimanda alla pagina dedicata all'emergenza da Covid-19 nel sito istituzionale dell'Autorità: www.arera.it/it/news/coronavirus.htm.

superiore a 200.000 S(m³)/anno, con specifiche procedure per la rateizzazione dei pagamenti. Al contempo è stato avviato un apposito monitoraggio sull'andamento dei tassi di mancato incasso dei pagamenti dei clienti finali (delibere 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, e 30 aprile 2020, 148/2020/R/com);

- riduzione nelle bollette elettriche delle quote fisse delle tariffe di trasporto, distribuzione e misura e degli oneri generali per i clienti non domestici connessi in bassa tensione, come previsto dal decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77 (delibere 26 maggio 2020, 190/2020/R/eel, e 4 agosto 2020, 311/2020/R/eel). La riduzione in totale ammonta a circa di 600 milioni di euro;

• misure dirette agli operatori:

- sospensione, sino al 31 maggio 2020, dei termini delle fasi istruttoria e decisoria dei procedimenti già avviati e proroga dei termini previsti per l'effettuazione di due campagne ispettive (delibere 17 marzo 2020, 74/2020/S/com, 24 marzo 2020, 78/2020/E/gas, e 23 giugno 2020, 226/2020/E/com);
- misure specifiche per tenere conto degli effetti sulla filiera derivanti dagli interventi adottati a tutela dei consumatori (sospensione delle interruzioni per morosità e possibilità di rateizzare le somme dovute). Le misure hanno riguardato (delibere 2 aprile 2020, 116/2020/R/com, 30 aprile 2020, 149/2020/R/com, e 28 maggio 2020, 192/2020/R/com): i) la sospensione delle procedure di inadempimento per le fatture di trasporto e di distribuzione di gas laddove le fatture risultassero almeno saldate per il 70% per la quota parte corrispondente ai clienti alimentati in bassa tensione, per il settore elettrico, e ai clienti del gas con consumo annuo minore di 200.000 S(m³), per il settore del gas; ii) tempi più lunghi per i casi di necessità di adeguamento delle garanzie e ammissibilità del giudizio di *rating* di un livello inferiore rispetto a quello ordinariamente minimo ammesso. L'Autorità ha anche disciplinato le modalità di saldo delle partite non versate da parte degli utenti del trasporto e della distribuzione, con la possibilità di versamento in tre rate da settembre a novembre (delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com). Infine, l'Autorità ha definito anche le prime disposizioni per l'attuazione di un meccanismo di reintegro delle tariffe di rete non incassate per le imprese distributrici di energia elettrica (delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel);
- laddove, a causa dell'emergenza epidemica da Covid-19, gli operatori del gas e dell'elettricità non siano stati in grado di assicurare gli standard di qualità del servizio richiesti, tali mancanze sono state classificate come dovute a "cause di forza maggiore" e gli operatori non sono stati sottoposti a sanzioni economiche (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, e 3 novembre 2020, 432/2020/R/com);
- modifiche transitorie di alcune disposizioni sugli obblighi di messa in servizio e l'uso di *smart metering* (delibere 11 giugno 2020, 213/2020/R/eel, e 1° dicembre 2020, 501/2020/R/gas);
- proroga al 1° gennaio 2022 per l'entrata in vigore dei nuovi limiti ai prelievi di energia reattiva per i clienti finali in alta e altissima tensione e per le imprese distributrici (delibera 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel);
- sospensione di alcune tempistiche previste dal Testo integrato delle connessioni attive – TICA[20] (delibera 7 aprile 2020, 123/2020/R/eel). In particolare, nel caso di pratiche di connessione pendenti al 23 febbraio 2020 o avviate successivamente a tale data, è stata disposta la sospensione dei termini dei procedimenti amministrativi e degli effetti degli atti amministrativi in scadenza ai fini del computo delle tempistiche relative all'accettazione del preventivo, all'avvio dell'iter autorizzativo e all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione;
- modifica della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per un periodo transitorio (delibera 7 aprile 2020, 121/2020/R/eel). In particolare, fino al 30 giugno 2020, sono stati introdotti elementi che permettevano di limitare la variabilità del prezzo unitario di sbilanciamento (anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle

20 Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

offerte di vendita accettate sul mercato del giorno prima – MGP), pur mantenendo, per quanto possibile, l'aderenza ai costi del servizio ed evitando che venissero a mancare le misure sufficienti a contrastare le strategie di programmazione non diligente finalizzate a trarre vantaggio dalla mancata programmazione.

Infine, l'Autorità ha sviluppato una collaborazione con il CEER per lo scambio di informazioni e *best practice* relative alla risposta dei regolatori europei agli effetti dell'emergenza da Covid-19 nel 2020.

Settori ambientali

Anche per i settori ambientali, fin dalle prime fasi dell'emergenza epidemiologica, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti sia a rafforzare la tutela per gli utenti finali, al fine di mitigare le potenziali criticità indirettamente correlate alle misure adottate dal Governo per contenere la diffusione del contagio sul territorio nazionale, sia a salvaguardare l'operato e la sostenibilità economico-finanziaria dei gestori, anche richiedendo a tutti i soggetti informazioni utili a delineare gli opportuni elementi di flessibilità a integrazione e completamento del quadro di regolazione del settore. Di seguito le principali misure previste:

- misure dirette agli utenti finali:
  - sospensione, dal 17 marzo al 30 aprile 2020, per gli utenti residenti negli 11 Comuni della prima "zona rossa" in Lombardia e Veneto, dei termini di pagamento delle fatture idriche, con la conseguente rateizzazione automatica degli importi i cui termini di pagamento fossero stati sospesi (senza applicazione di interessi); contestualmente, sono state disciplinate le condizioni alle quali gli operatori – in un'ottica di sostenibilità finanziaria – avrebbero potuto richiedere un anticipo su tali importi a CSEA. Per il settore dei rifiuti, è stata stabilita un'analoga sospensione per i termini degli avvisi di pagamento, con la contestuale previsione che i gestori dell'attività di "gestione tariffe e rapporti con gli utenti" provvedessero, secondo la normativa vigente, a rateizzare gli importi i cui termini di pagamento fossero stati sospesi, senza applicazione di interessi a carico degli utenti, previa informativa da inviare ai soggetti interessati (delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com);
  - per il settore idrico, introduzione per gli enti di governo dell'ambito – in considerazione dei riflessi dell'emergenza riscontrati sui territori di competenza e, in particolare, sugli utenti in condizioni di vulnerabilità economica – della facoltà di destinare ad agevolazioni ulteriori, negli anni 2020 e 2021, l'eventuale eccedenza di risorse rispetto a quelle utilizzate nel biennio 2018 e 2019 per l'erogazione del bonus idrico integrativo (delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr);
  - per il settore dei rifiuti, alla luce degli elementi acquisiti nell'ambito del monitoraggio avviato con la delibera 26 marzo 2020, 102/2020/R/rif, adozione di misure di tutela volte a mitigare la situazione di criticità e gli effetti sulle varie categorie di utenze derivanti dalle limitazioni introdotte a livello nazionale o locale per contrastare il diffondersi del virus, prevedendo, in particolare, l'introduzione di alcuni fattori di correzione per alcune tipologie di utenze non domestiche (al fine di tenere conto – in osservanza del principio "chi inquina paga" – della minore quantità di rifiuti producibili, in ragione della sospensione stabilita per talune attività industriali e commerciali), e di specifiche forme di tutela per le utenze domestiche economicamente disagiate (delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif);
  - alla luce della necessità di garantire l'accesso universale all'acqua, anche in ragione delle misure igienico-sanitarie previste in relazione alla situazione emergenziale, temporanea deroga all'applicazione delle

procedure di sospensione della fornitura di acqua per il periodo compreso tra il 10 marzo e il 3 maggio 2020 (per tutti gli utenti) e tra il 4 e il 17 maggio 2020 (limitatamente alle utenze a uso domestico). Contestualmente, è stato stabilito per il gestore l'obbligo di previsione della possibilità per l'utente di richiedere un piano di rateizzazione dell'importo oggetto di costituzione in mora senza applicazione di interessi, ed è stata prevista per le utenze non domestiche, in caso di verifica positiva da parte del pertinente ente di governo sul mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, la facoltà di richiedere la rateizzazione del pagamento di fatture afferenti ai periodi sopra menzionati (delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, come integrata e modificata con le delibere 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, e 30 aprile 2020, 148/2020/R/com);

- misure dirette agli operatori:
  - in materia di trasparenza, differimento di taluni dei termini fissati per il settore dei rifiuti, in modo da assicurare un ordinato processo di recepimento della regolazione pur in presenza delle stringenti misure di contrasto e contenimento dell'epidemia, nonché rinvio delle tempistiche previste per l'entrata in vigore di alcune disposizioni per il settore del telecalore (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, e 26 maggio 2020, 188/2020/R/tlr);
  - per il settore idrico, tenuto conto del rallentamento delle attività e della sospensione dei cantieri, sono stati stabiliti: da un lato, il differimento dei termini per la conclusione del procedimento di valutazione dei meccanismi di incentivazione della qualità tecnica per il biennio 2018 e 2019, nonché l'introduzione di elementi di flessibilità per il biennio successivo, prevedendo una valutazione cumulativa biennale degli obiettivi sia di qualità tecnica sia di qualità contrattuale riferiti al 2020 e al 2021, favorendo in tal modo il recupero degli eventuali investimenti non realizzati per ragioni riconducibili all'emergenza; dall'altro lato, al fine di proseguire comunque celermente la programmazione e la realizzazione degli interventi di cui all'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019 (primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico –sezione "acquedotti"), un temporaneo adeguamento (fino al 31 dicembre 2020) delle modalità di erogazione delle risorse destinate alla progettazione e alla realizzazione dei predetti interventi, nonché la possibilità di adozione di ulteriori misure di semplificazione, al fine di garantirne la tempestiva erogazione (delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, e 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr);
  - per il settore idrico, specifiche deroghe, limitate all'annualità 2020, in ordine agli obblighi di acquisizione dei dati di misura e alle determinazioni relative ai reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura; per il settore del telecalore, invece, proroga dell'avvio della disciplina sulla misura al 1° gennaio 2022, per consentire agli operatori di implementare i sistemi operativi e adattare la struttura organizzativa anche alla luce del perdurare dell'emergenza sanitaria (delibere 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, e 17 novembre 2020, 478/2020/R/tlr);
  - per il settore dei rifiuti, anche a seguito degli elementi acquisiti in esito alla richiesta di informazioni di cui alla delibera 102/2020/R/rif e dei contributi trasmessi in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2020, 189/2020/R/rif, per consentire agli enti territorialmente competenti di dare attuazione alle misure di tutela disposte con la menzionata delibera 158/2020/R/rif, introduzione di specifici meccanismi di anticipazione a copertura dell'eventuale esposizione finanziaria, nonché, sia per il 2020 sia per il 2021, modalità di riconoscimento degli eventuali oneri aggiuntivi e degli scostamenti di costo connessi alla gestione dell'emergenza epidemiologica, nel rispetto del principio di copertura dei costi di esercizio e di investimento (delibere 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, e 24 novembre 2020, 493/2020/R/rif);
  - per il settore idrico, tenuto conto anche degli elementi acquisiti in esito alla richiesta di informazioni di cui alla delibera 13 aprile 2020, 125/2020/R/idr, e in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2020, 187/2020/R/idr, l'adeguamento di specifici criteri per il riconoscimento dei costi efficienti di cui al

Metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio (MTI-3) per sostenere il recupero dei ritardi registrati nel completamento degli interventi infrastrutturali già avviati, nonché la possibilità di riconoscere sia gli eventuali oneri aggiuntivi connessi all'emergenza, sia gli eventuali minori oneri previsti in conseguenza delle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus. Inoltre, è stata stabilita l'adozione di misure selettive per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, prevedendo la facoltà per gli enti di governo di riconoscere ai gestori, per la sola annualità 2020, una specifica componente a compensazione degli effetti delle dilazioni di pagamento, qualora concesse in favore degli utenti, o in relazione alla mancata attivazione immediata di procedure per il recupero dei relativi crediti. Infine, sono state predisposte specifiche misure per il rafforzamento della sostenibilità sociale, con meccanismi di anticipazione finanziaria sui conguagli connessa all'eventuale rinvio di una quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario nel 2020 (delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr);

- per il settore del telecalore, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, indicazione che l'eventuale mancato rispetto di standard di qualità derivante dall'emergenza epidemiologica da Covid-19 può essere ricondotto a "cause di forza maggiore", con la conseguente esclusione dall'obbligo di corresponsione dei relativi indennizzi automatici;
- per il settore del telecalore, con la delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tlr, con cui è stata adottata la nuova regolazione del servizio di misura, è stato previsto un periodo di un anno per l'entrata in vigore delle relative disposizioni (rinviate al 1° gennaio 2022), per assicurare un periodo congruo per apportare le necessarie modifiche organizzative e aziendali, in modo da tenere conto della situazione di emergenza.

CAPITOLO 3

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

SETTORIALE

CAPITOLO 3

Unbundling

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con la delibera 27 ottobre 2020, 416/2020/E/com, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas di inviare le comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (Testo integrato *unbundling* funzionale, allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese soggette agli obblighi di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato alle imprese elencate nell'allegato del provvedimento di trasmettere i dati e le informazioni, relativi al 2019, previsti dalle raccolte annuali di separazione funzionale 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'articolo 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).

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Progetti pilota avviati ai sensi della delibera 300/2017/R/eel

Nelle more della riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, proseguono i progetti pilota avviati con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel e finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, fermo restando il principio della neutralità tecnologica.

Tra tali progetti pilota, rientra il progetto pilota UVAM (Unità virtuali abilitate miste), approvato con la delibera 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel e in corso dal 1° novembre 2018. Esso consente la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) di unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) e/o di consumo precedentemente non abilitate, anche su base aggregata, ai fini della fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento. Più in dettaglio, le UVAM devono avere una capacità di modulazione almeno pari a 1 MW e possono essere di due tipi:

- UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate, che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;
- UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate,

aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo (*pay as bid*) offerto dal *Balance Service Provider* (BSP) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire sull'MSD e percepiscono due corrispettivi:
  - un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità giornaliera) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità giornaliera), erogato con riferimento ai giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta;
  - un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* inizialmente definito in 400 €/MWh), riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Con la delibera 5 maggio 2020, 153/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al regolamento UVAM, predisposte da Terna e funzionali a consentire la partecipazione all'MSD, anche per unità di produzione e/o di consumo sottese a punti non trattati su base oraria ai fini del *settlement* (si tratta dei punti con potenza disponibile in immissione e/o in prelievo non superiore a 55 kW per i quali non è ancora stato attivato il trattamento dei dati di misura su base oraria ai fini del *settlement*), purché dotati di un'apparecchiatura di misura che consenta all'impresa distributrice competente di rilevare il dato di misura orario (pur non validato e non utilizzato ai fini del *settlement*).

Inoltre, con la delibera 23 febbraio 2021, 70/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato, con modifiche, le proposte di Terna finalizzate ad aumentare l'efficacia del progetto pilota UVAM. Più nel dettaglio, il nuovo regolamento, rispetto alla precedente versione, prevede:

- l'introduzione di test di affidabilità senza preavviso, di durata minima di un'ora e durata massima di due ore (per un numero massimo di quattro test in un anno per ciascuna UVAM), al fine di verificare l'effettiva operatività e affidabilità delle UVAM. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di *performance* risulti superiore al 90%. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM viene disabilitata dall'MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo e, se presente, viene risolto il relativo contratto a termine;
- l'introduzione di un valore minimo della garanzia che ciascun BSP deve prestare a Terna, pari a 1.000 €/MW;
- la rimozione dell'obbligo di assenso, rilasciato dall'utente del dispacciamento al BSP, come condizione necessaria per l'abilitazione delle UVAM all'MSD.

La nuova procedura per l'approvvigionamento a termine delle risorse, rispetto alla precedente versione, prevede:

- l'introduzione dei seguenti prodotti, con i relativi fabbisogni assegnati, al fine di valorizzare maggiormente la disponibilità delle risorse nelle ore di maggiore scarsità per il sistema (e quindi di maggiore utilità delle UVAM):
  - tre prodotti annuali, con procedure concorsuali distinte:
    - un prodotto annuale pomeridiano con *strike price* pari a 200 €/MWh;
    - un prodotto annuale serale con *strike price* pari a 400 €/MWh;
    - un prodotto annuale serale con *strike price* pari a 200 €/MWh;
  - eventuali prodotti infrannuali per quantitativi corrispondenti ai fabbisogni dei prodotti richiamati al

precedente punto non interamente soddisfatti nelle relative aste annuali oppure per eventuali quantitativi ceduti o comunque per quantitativi ulteriori definiti sulla base delle esigenze del sistema;
- eventuali prodotti mensili, con procedure concorsuali distinte, per un quantitativo massimo individuato da Terna, per ciascun mese, a seconda delle esigenze del sistema elettrico:
  - prodotti mensili pomeridiani con *strike price* pari a 200 €/MWh;
  - prodotti mensili serali con *strike price* pari a 400 €/MWh;
  - prodotti mensili serali con *strike price* pari a 200 €/MWh;

- la previsione che i BSP, in relazione ai prodotti pomeridiani, debbano presentare sull'MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno due ore consecutive nella fascia tra le ore 15.00 e le ore 18.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, a un prezzo non superiore allo *strike price*. Invece, in relazione ai prodotti serali, i BSP devono presentare sull'MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno due ore consecutive nella fascia tra le ore 18.00 e le ore 22.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, a un prezzo non superiore allo *strike price* previsto per i medesimi prodotti. Il corrispettivo fisso giornaliero riconosciuto da Terna per ciascun prodotto (pomeridiano o mensile) è pari al valore risultante dalla procedura concorsuale (asta al ribasso con cap pari a 30.000 €/MW/anno) ripartito su base giornaliera, moltiplicato per il rapporto tra il numero di ore consecutive (comprese tra un minimo di due e un massimo di quattro) cui sono riferite le offerte e un numero di ore pari a quattro;
- l'esplicitazione delle modalità e delle relative tempistiche con le quali Terna effettua le verifiche di fattibilità delle offerte presentate dal BSP nel rispetto dei richiamati obblighi contrattuali;
- la previsione di non corrispondere al BSP, relativamente a un'UVAM, il corrispettivo fisso giornaliero nel caso in cui non sia rispettato l'obbligo di offerta previsto dal prodotto per cui la medesima UVAM sia risultata assegnataria. Inoltre, per ciascun'ora in cui vige l'obbligo di offerta, Terna calcola il rapporto tra il margine di modulazione a salire reso disponibile da un'UVAM e il quantitativo offerto, e:
  - nel caso in cui il richiamato minimo dei rapporti, riscontrato nell'insieme delle ore in cui vige l'obbligo di offerta (variabile tra due e quattro ore consecutive), sia almeno pari al 90%, corrisponde al BSP il prodotto tra il corrispettivo fisso giornaliero e il predetto valore minimo, applicando, a titolo di penale funzionale a promuovere la migliore operatività possibile da parte del medesimo BSP, un corrispettivo pari al 20% della differenza tra il corrispettivo fisso giornaliero e il corrispettivo giornaliero effettivamente erogato, entrambi riferiti al medesimo numero di ore in cui vige l'obbligo di offerta;
  - nel caso in cui il richiamato minimo dei rapporti tra il margine di modulazione a salire reso disponibile da un'UVAM e il quantitativo offerto, riscontrato nell'insieme delle ore in cui vige l'obbligo di offerta (variabile tra due e quattro ore consecutive), sia inferiore al 90%, non corrisponde l'intero corrispettivo fisso giornaliero;
- che, qualora i richiamati obblighi di offerta siano rispettati per meno del 70% dei giorni di un mese, Terna non corrisponda al BSP l'intero corrispettivo fisso mensile per il medesimo mese. Inoltre, Terna risolve il contratto nel caso in cui per un quarto dei mesi del periodo di validità del contratto (anche non consecutivi) si verifichi che il BSP non adempie agli obblighi di offerta per almeno il 70% dei giorni di un mese in cui vige l'obbligo;
- l'introduzione della possibilità, per il BSP, di ridurre il proprio impegno contrattuale, riducendo di conseguenza *pro quota* il corrispettivo, nel corso dell'anno per tenere conto di determinati eventi che possono compromettere la prestazione contrattuale. Tale facoltà è consentita per una volta nell'anno solare e per una quota pari al più al 50% della capacità contrattualizzata.

I progetti pilota di cui alla delibera 300/2017/R/eel possono essere definiti anche per la sperimentazione di nuovi servizi ancillari che potranno rendersi necessari in futuro. A tal fine, con la delibera 3 giugno 2020, 200/2020/R/

eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota, predisposto da Terna, relativo alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Tale nuovo servizio, infatti, si renderà necessario, alla luce degli scenari prospettici definiti nel Piano nazionale integrato per l'energia e il Clima (PNIEC), per gestire le conseguenze dell'attesa diminuzione di inerzia, dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti (in particolare quelle movimentate da masse di vapore che fuoriescono dalle caldaie) e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter. Il nuovo servizio, caratterizzato da tempi di risposta estremamente rapidi al fine di contenere l'inasprimento delle variazioni di frequenza, non è in sostituzione alla regolazione primaria, ma è un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC.

Più nel dettaglio, il nuovo servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza consiste nel:

- fornire una risposta continua e automatica all'errore di frequenza in rete (in termini di scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro un secondo dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di *set-point* inviata da Terna e con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;
- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in cinque minuti il contributo attivato.

Esso è erogato dalle cosiddette *Fast Reserve Unit*, le quali:

- sono costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi, dove per "dispositivo" si intende un'unità di produzione stand alone, o un'unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o un'unità di consumo (a eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo (equiparato alle unità di produzione ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel). Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità;
- nel caso siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato;
- devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere), denominata "Potenza qualificata", pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW;
- devono disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla Potenza qualificata, a salire e a scendere, per almeno 15 minuti consecutivi.

Le *Fast Reserve Unit* sono selezionate tramite procedura concorsuale e sono contrattualizzate a termine.

La procedura concorsuale, basata su un meccanismo di asta al ribasso, prevede una remunerazione di tipo *pay as bid*, rispetto a un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a cinque anni. Gli assegnatari in esito alla procedura concorsuale si impegnano a rendere disponibile la "Potenza assegnata" (cioè la potenza selezionata in esito alla procedura concorsuale) per 1.000 ore annue identificate da Terna.

Il regolamento del progetto pilota contiene altresì elementi finalizzati a fare in modo che la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida e l'eventuale ripristino della capacità energetica dei sistemi di accumulo insiti nelle *Fast Reserve Unit* non alterino l'attività dei corrispondenti utenti del dispacciamento.

CAPITOLO 3

Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al Mercato per il servizio di dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle to grid*

Con il documento per la consultazione 3 giugno 2020, 201/2020/R/eel, l'Autorità, alla luce delle disposizioni previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 gennaio 2020, ha presentato i primi orientamenti, ai fini della revisione della regolazione del dispacciamento elettrico per promuovere la partecipazione dei veicoli elettrici all'MSD per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle to grid*.

Più in dettaglio, l'Autorità ha:

- evidenziato che i punti di connessione afferenti alle infrastrutture di ricarica possono già essere inclusi in un'UVAM, purché abbiano i requisiti necessari per l'erogazione dei servizi ancillari. Inoltre, ha proposto che la riduzione della capacità minima modulabile da 1 MW a 0,2 MW, prospettata dal decreto ministeriale 30 gennaio 2020, sia estesa in generale a tutte le UVAM, anziché limitarsi a quelle costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica, al fine di salvaguardare il principio della neutralità tecnologica;
- indicato di aver richiesto al CEI, nell'ambito del protocollo d'intesa siglato con il medesimo, l'elaborazione di una proposta tecnico-economica in ordine all'aggiornamento delle norme CEI impattate (quali, per esempio, la norma CEI 0-16 e la norma CEI 0-21) ai fini dell'individuazione delle specifiche tecniche minime differenziate per le diverse tipologie di infrastrutture di ricarica, distinguendo la configurazione V2G (per la quale l'erogazione dei servizi ancillari comporta anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso la rete) dalla configurazione V1G (per la quale l'erogazione dei servizi ancillari comporta solo prelievi del veicolo dalla rete), nonché il caso delle ricariche domestiche, per le quali potrebbero essere definite specifiche *ad hoc*;
- evidenziato che i costi aggiuntivi connessi all'installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura, ai fini della partecipazione delle infrastrutture di ricarica al progetto UVAM (costi per i quali il decreto ministeriale 30 gennaio 2020 ha demandato all'Autorità la copertura al fine di promuovere la partecipazione all'MSD delle infrastrutture di ricarica dotate della tecnologia *vehicle to grid*), potranno essere definiti, previa nuova opportuna consultazione, dopo che il CEI avrà pubblicato per la propria inchiesta pubblica le specifiche tecniche minime sopra richiamate;
- ipotizzato che il contributo che verrà definito a copertura dei richiamati costi aggiuntivi venga riconosciuto una volta per ogni punto di connessione, indipendentemente dai dispositivi che, caso per caso, il gestore dell'infrastruttura di ricarica riterrà opportuno installare. Per quanto riguarda le modalità di erogazione del contributo, l'Autorità ha proposto che esso sia erogato al BSP in più anni consecutivi (ad esempio, 2-3 anni consecutivi in funzione dell'entità complessiva del contributo spettante) e a fronte dell'effettiva disponibilità a fornire servizi ancillari nell'ambito del progetto pilota UVAM.

Inoltre, nel documento per la consultazione sopra citato, l'Autorità ha suggerito che il gestore delle infrastrutture di ricarica che partecipa al progetto UVAM possa acquisire un consenso implicito da parte del detentore del veicolo, per esempio esponendo un cartello informativo circa la partecipazione delle medesime infrastrutture di ricarica al progetto UVAM.

Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi in presenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19

Con la delibera 7 aprile 2020, 121/2020/R/eel (poi confermata dalla delibera 9 giugno 2020, 207/2020/R/eel), l'Autorità ha modificato, transitoriamente per il periodo dal 10 marzo al 30 giugno 2020, la regolazione degli sbilanciamenti, introducendo elementi che permettessero di limitare la variabilità del prezzo di sbilanciamento, anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul mercato del giorno prima (MGP), applicato a tutte le unità non obbligatoriamente abilitate all'MSD. Tale modifica si è resa necessaria a causa della rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica che:

- data l'improvvisa situazione di emergenza epidemiologica da Covid-19, presentava caratteristiche imprevedibili, sia in termini di entità che di profilo, incrementando così la difficoltà di programmazione da parte degli utenti del dispacciamento per i punti di dispacciamento in prelievo (da cui consegue un maggiore onere complessivo di sbilanciamento in capo a essi);
- in un contesto caratterizzato da una non trascurabile produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, ha comportato maggiori difficoltà nella gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale; in tale situazione, nell'MSD sono state accettate offerte di acquisto o offerte di vendita aventi prezzi significativamente diversi rispetto ai prezzi che si formano nell'MGP nel medesimo periodo temporale e che possono essere associati a movimentazioni diverse da quelle necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi. I citati prezzi delle offerte accettate nell'MSD contribuiscono alla determinazione dei prezzi di sbilanciamento che trovano applicazione anche nel caso dei punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate (sia di consumo sia di produzione) i cui utenti del dispacciamento non partecipano all'MSD.

Più nel dettaglio, la delibera 121/2020/R/eel ha previsto che:

- ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicare ai punti di dispacciamento relativi a unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate nell'MSD siano modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo e un valore massimo;
- il valore massimo di cui al precedente punto sia pari al massimo tra:
  - il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale, cioè della tecnologia caratterizzata dal costo variabile più elevato del parco di generazione che può essere utilizzata in tempo reale per garantire il bilanciamento, e
  - il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Tale valore rappresenta, tra l'altro, su base convenzionale, il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP che si verificherebbe, a parità di condizioni di mercato, nel caso in cui l'impianto marginale, sull'MGP, fosse un turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale. Infatti, il termine numerico, posto convenzionalmente pari a 1,5, è rappresentativo dell'ordine di grandezza del rapporto tra il rendimento medio del parco impianti a ciclo combinato (cioè la tecnologia marginale nella maggioranza delle ore annue) e il rendimento medio del parco impianti turbogas a ciclo aperto;
- il valore minimo, su base convenzionale e in modo speculare rispetto al punto precedente, sia pari al 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sull'MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

CAPITOLO 3

Aggiornamento, per il triennio 2021-2023, della disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili

Con la delibera 16 dicembre 2020, 558/2020/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel (recante la disciplina dei servizi di interrompibilità), senza modificarne l'impostazione, al fine di implementare gli indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico e le migliorie proposte da Terna. L'Autorità ha anche approvato il nuovo regolamento delle procedure e il nuovo contratto standard per l'erogazione dei servizi di interrompibilità.

I principali elementi innovativi rispetto alle modalità vigenti per l'approvvigionamento di risorse interrompibili riguardano:

- la definizione di procedure per l'approvvigionamento di prodotti di durata trimestrale, con validità per l'intero periodo compreso tra l'inizio del primo mese successivo a quello di svolgimento delle procedure concorsuali e i due mesi successivi (prodotti trimestrali), in aggiunta ai già esistenti prodotti triennali, annuali e mensili, al fine di tenere meglio conto dell'articolazione temporale del fabbisogno e consentire agli operatori una maggiore flessibilità nella messa a disposizione della capacità. I prodotti trimestrali potranno essere approvvigionati da Terna secondo le esigenze del sistema elettrico e nella misura necessaria a garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico stesso;
- la definizione di un fabbisogno distinto non solo per i prodotti triennali e annuali, ma anche per i nuovi prodotti trimestrali, confermando la definizione di un fabbisogno separato per Area continentale, Sicilia e Sardegna. Non sono più previste le aste infra-annuali, precedentemente utilizzate per l'allocazione della capacità residua, nonché oggetto di riacquisti definitivi;
- l'introduzione, in caso di riacquisto della capacità allocata (sia esso temporaneo o definitivo), dell'obbligo di riacquisto prioritario della potenza interrompibile contrattualizzata a prezzo più alto;
- la modifica delle modalità di calcolo del corrispettivo che l'assegnatario è tenuto a corrispondere a Terna nel caso di esercizio della facoltà di riacquisto (sia esso temporaneo o definitivo). Più nel dettaglio, il maggiore onere sostenuto da Terna per la riallocazione della potenza oggetto di riacquisto verrebbe attribuito secondo un criterio *pro quota* tra tutti gli assegnatari che hanno contribuito a generarlo, al fine di garantire che il richiamato maggiore onere sia sostenuto da tutti gli assegnatari che lo hanno determinato;
- l'eliminazione del servizio di interrompibilità di emergenza (oggetto di ultima assegnazione nel 2013).

Scambio di dati tra *Transmission System Operator, Distribution System Operator* e *Significant Grid User*

Con la delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, l'Autorità aveva avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio di dati tra Terna (*Transmission System Operator* – TSO), le imprese di distribuzione di energia elettrica (*Distribution System Operator* – DSO) e i *Significant Grid User* (SGU, cioè gli utenti considerati significativi ai fini della sicurezza del sistema elettrico) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 2017/1485, che stabilisce orientamenti sulla gestione del sistema di trasmissione (regolamento SO GL – *System Operation Guideline*), e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Nell'ambito del predetto procedimento, l'Autorità ha pubblicato, nel corso dell'anno 2020, la delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel, e il documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel, e ha dato altresì mandato al Comitato elettrotecnico italiano (CEI) di definire i requisiti tecnici che i dispositivi da installare presso gli impianti di produzione rientranti nella generazione distribuita devono possedere ai fini dell'osservabilità, nel rispetto del regolamento SO GL e delle specifiche definite da Terna e verificate dall'Autorità.

Più nel dettaglio, con la delibera 36/2020/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente, con alcune modifiche, le proposte di Terna di revisione del Capitolo 1.B e del Capitolo 3 del Codice di rete, nonché degli allegati A.6, A.7, A.13 e A.65 al medesimo Codice, finalizzate alla definizione dell'applicabilità e della portata dello scambio di dati ai sensi dell'art. 40(5) del regolamento SO GL, nonché delle relative modalità per effettuare lo scambio di dati ai sensi dell'art. 40(7) del medesimo regolamento (c.d. osservabilità), utili per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto qui rileva, è stato previsto che:

- i dati strutturali siano inviati da tutti gli impianti di produzione, da tutti i sistemi in corrente continua ad alta tensione (sistemi HVDC) e dagli impianti di consumo connessi alla rete di trasmissione nazionale e di quelli connessi alle reti di distribuzione che erogano il servizio di interrompibilità del carico;
- con riferimento ai dati di programmazione e previsione, non sia necessario apportare modifiche alle disposizioni già previste nel Codice di rete e relative alla loro comunicazione;
- i dati in tempo reale, non validati, siano resi disponibili:
  - da tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e con potenza maggiore o uguale a 1 MW (c.d. "perimetro standard");
  - da un sottoinsieme, di ampiezza da definire, di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione e di potenza minore di 1 MW, rappresentativi dell'intera generazione distribuita di potenza minore di 1 MW (c.d. "perimetro esteso").

Successivamente, l'Autorità, con il documento per la consultazione 361/2020/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti ai fini:

- dell'implementazione della regolazione dello scambio di dati tra Terna, le imprese distributrici e gli SGU ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento SO GL;
- della definizione della responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio di dati (come definite dal CEI), delle tempistiche di implementazione dello scambio stesso, nonché delle tempistiche e delle relative modalità di copertura dei costi per l'eventuale adeguamento degli impianti di produzione esistenti.

In particolare, l'Autorità, con il documento per la consultazione in esame:

- ha evidenziato che il CEI ha proposto l'obbligo di installare il Controllore centrale di impianto (CCI)[1] per:

1 Il CCI è l'apparato che effettua le seguenti funzioni principali:
- rilevare dall'impianto di produzione le informazioni utili per rispondere alle esigenze di osservabilità e convogliare tali informazioni verso il DSO (funzione di osservabilità). La parte del CCI che consente tale funzione viene anche chiamata Monitoratore centrale di impianto (MCI);
- consentire lo scambio di informazioni, ulteriori a quelle strettamente necessarie ai fini dell'osservabilità, tra l'impianto di produzione e il DSO (ovvero tra l'impianto di produzione e il TSO per il tramite del DSO che gestisce la rete cui è connesso il medesimo impianto di produzione), nonché consentire lo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione ed eventuali ulteriori operatori, secondo le modalità regolate dall'allegato O e dall'allegato T alla norma CEI 0-16 (funzione di scambio di dati);
- coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto di produzione affinché il medesimo impianto di produzione operi, nel proprio complesso, in modo da soddisfare sia le richieste del DSO al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi (funzione di regolazione e controllo per le esigenze di sicurezza della rete), sia le richieste di eventuali ulteriori operatori (funzione di gestione ottimizzata dell'impianto di produzione e di partecipazione all'MSD).

  - nuove connessioni di impianti di produzione di potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 1 MW alle reti di media tensione (sono, nei fatti, i nuovi impianti di produzione rientranti nel "perimetro standard");
  - nuove connessioni di impianti di produzione con qualsiasi valore di potenza nominale complessiva alle reti di media tensione i cui gestori intendono erogare servizi ancillari.

  Sono invece esclusi dalla proposta del CEI gli impianti di produzione esistenti per i quali l'eventuale applicazione del CCI deve essere decisa dall'Autorità;
- con riferimento agli impianti di produzione oggetto di nuova realizzazione, ha indicato che, così come già avvenuto in tutti i casi di applicazione di prescrizioni normative e/o tecniche, la responsabilità dell'installazione e della manutenzione degli apparati tecnici in campo, necessari ai fini dello scambio di dati, sia posta a carico dei produttori;
- con riferimento agli impianti di produzione già esistenti, ha indicato che la responsabilità degli interventi di adeguamento relativi all'installazione e alla manutenzione degli apparati tecnici in campo, necessari per lo scambio di dati, sia da assegnare ai singoli produttori, al fine di promuovere la rapidità dell'attuazione degli interventi tecnici necessari presso gli impianti di produzione, proponendo un percorso per l'adeguamento meglio dettagliato nel seguito;
- ha evidenziato che in tutti i casi, indipendentemente dal fatto che gli impianti di produzione siano nuovi o esistenti, la responsabilità della gestione delle misure che rilevano ai fini dello scambio di dati sia in capo all'impresa distributrice competente;
- ha prospettato un percorso finalizzato a promuovere la rapidità degli interventi di adeguamento, individuando una serie di scadenze progressive che, se rispettate, comporterebbero il riconoscimento ai produttori di un contributo forfetario strutturato in maniera decrescente rispetto alle tempistiche di realizzazione dei medesimi interventi, fino all'ultima scadenza oltre la quale i produttori sarebbero considerati inadempienti. Tale contributo è stato ipotizzato affinché sia il più possibile correlato, in termini medi, ai costi degli interventi di adeguamento, tenuto anche conto sia dei possibili maggiori oneri che l'anticipo nell'adeguamento potrebbe comportare per i produttori in relazione all'approvvigionamento delle soluzioni tecnologiche funzionali all'adeguamento degli impianti di produzione, sia dei benefici sistemici derivanti dalla disponibilità anticipata dei dati.

Percorso applicativo finalizzato all'attuazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale (settore elettrico)

La legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018) ha disposto, all'art. 1, comma 4, che il diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas si prescrive in due anni *"sia nei rapporti tra gli utenti domestici o le microimprese, come definite dalla raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, o i professionisti, come definiti dall'art. 3, comma 1, lettera c), del codice del consumo, di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, e il venditore, sia nei rapporti tra il distributore e il venditore, sia in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera"*, e che l'Autorità *"definisce le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori della filiera necessarie all'attuazione di quanto in esso previsto"*.

In considerazione degli aspetti sopra ricordati, l'Autorità, con la delibera 22 febbraio 2018, 97/2018/R/com, ha avviato un procedimento con il duplice obiettivo di implementare le predette disposizioni legislative per tutti gli attori della filiera dell'energia elettrica e del gas naturale e di individuare regole chiare affinché il cliente finale potesse efficacemente eccepire la prescrizione. Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documen-

to per consultazione 8 settembre 2020, 330/2020/R/com, nel quale l'Autorità ha espresso i propri orientamenti rispetto ai profili che risultano rilevanti nei casi in cui la prescrizione a due anni abbia ricadute sui diversi operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale ai fini del *settlement*.

Coerentemente con la *ratio* protettiva delle disposizioni della legge di bilancio 2018, finalizzate alla tutela (rispetto al fenomeno delle "maxi-bollette") del cliente finale, gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 330/2020/R/com mirano a consentire una soluzione semplificata che prevede di "compensare" i venditori, in qualità di utenti del dispacciamento (utenti della distribuzione nel caso del settore del gas naturale), delle partite afferenti alla materia prima per le quali i medesimi venditori non hanno potuto esercitare il proprio diritto di credito a fronte della prescrizione eccepita dal cliente finale nell'ambito del contratto di fornitura. Il meccanismo tramite il quale permettere all'utente del dispacciamento (all'utente della distribuzione nel caso del settore del gas naturale) di trovare ristoro per le conseguenze negative della prescrizione biennale esercitata da un cliente finale è differenziato fra i vari settori al fine di tenere conto delle relative specificità. Esso è, in ogni caso, finalizzato a semplificare l'esercizio dei diritti dell'utente del dispacciamento (dell'utente della distribuzione nel caso del settore del gas naturale) ed è basato su alcuni automatismi. Si tratta, pertanto, di un meccanismo che opera, nel rispetto degli obiettivi enunciati, secondo principi di semplicità, economicità ed efficienza.

Ai fini della determinazione e della gestione delle compensazioni, il documento per la consultazione 330/2020/R/com si articola secondo due diverse e alternative modalità che, per il settore elettrico, possono essere così riassunte:

- una modalità che ripercorre la catena di fatturazione e prevede, quindi, che l'impresa distributrice proceda a compensare le proprie controparti per i soli importi relativi alla fattura di trasporto, mentre gli importi relativi al valore della materia prima e agli oneri di dispacciamento verranno compensati da Terna;
- una modalità ancor più semplificata, in cui l'impresa distributrice procede a compensare le proprie controparti in relazione agli importi relativi alla fattura di trasporto già pagata, mentre gli importi relativi al valore della materia prima e agli oneri di dispacciamento vengono compensati all'utente del dispacciamento.

Poiché la disciplina del meccanismo di "compensazione" prevista dal documento per la consultazione in analisi comporta un onere per il sistema connesso al ristoro che dovrà essere assicurato per le conseguenze della prescrizione a due anni esercitata da un cliente finale, l'Autorità ha ritenuto imprescindibile anche la previsione di adeguate forme di responsabilizzazione delle imprese distributrici, volte a migliorare la *performance* dei livelli di erogazione del servizio prestato, con particolare riferimento alla tempestività con cui è svolta l'attività di rilevazione del dato di misura, nonché, soprattutto, alla sua successiva messa a disposizione ai fini del *settlement*. Il documento per la consultazione 330/2020/R/com prospetta, quindi, l'implementazione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese distributrici in relazione all'insorgenza di rettifiche tardive (cioè casi di ricalcoli[2] derivanti da una o più precedenti mancate raccolte delle misure effettive da parte dei distributori, con conseguente fatturazione sulla base di misure stimate, oppure derivanti da rettifiche di dati di misura effettivi precedentemente utilizzati).

Nel caso del settore elettrico, il predetto meccanismo prevede che, in ogni anno, ciascuna impresa distributrice, in ragione dei ritardi eccedenti i 24 mesi nella messa a disposizione dei dati di misura che generano rettifiche tardive (possibili oggetto di prescrizione), versi alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) un importo

2 Ai sensi della Bolletta 2.0.

commisurato all'ammontare annuo oggetto di compensazione conseguente l'eccezione della prescrizione da parte dei clienti finali e che l'importo complessivo afferente al meccanismo di incentivazione sia destinato alla copertura degli importi complessivamente compensati.

Le proposte di dettaglio relative al settore del gas sono illustrate nel successivo Capitolo 4, cui si rimanda.

Razionalizzazione delle modalità e delle tempistiche di rendicontazione dei costi del Gestore dei mercati energetici

Con la delibera 15 dicembre 2020, 547/2020/R/eel, l'Autorità ha razionalizzato, per quanto di sua competenza, le modalità e le tempistiche di rendicontazione dei costi del Gestore dei mercati energetici (GME), in quanto queste erano definite separatamente e spesso in modo difforme per ogni singola attività, senza modificare le modalità già vigenti per il riconoscimento di tali costi.

I costi citati sono quelli previsionali e a consuntivo relativi alle seguenti attività:

- acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio di cui all'allegato A del TIMM (Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento), condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché elaborazione e analisi attinenti agli indici di mercato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- organizzazione e gestione della Piattaforma conti energia (PCE);
- istituzione, modifica e gestione del *coupling* unico infragiornaliero;
- attività funzionali all'esercizio del monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas naturale come dettagliate dal TIMMIG (Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale);
- organizzazione e gestione della sede per la contrattazione delle garanzie di origine tramite mercato organizzato e piattaforma per gli scambi bilaterali;
- gestione del Registro e delle contrattazioni dei titoli di efficienza energetica tramite mercato organizzato o scambi bilaterali.

Più in dettaglio, le tempistiche per l'invio dei dati sono state uniformate prevedendo che il GME, in relazione a tutte le attività precedentemente richiamate, predisponga e trasmetta all'Autorità:

- entro il 15 ottobre di ogni anno, la relazione delle attività – i cui costi sono oggetto di analisi e di copertura sulla base di disposizioni della medesima Autorità – che dovranno essere svolte nell'anno successivo (o negli anni successivi), comprensiva del relativo preventivo dei costi, nonché un aggiornamento della relazione resa disponibile nel mese di ottobre dell'anno precedente comprensivo del preconsuntivo dei costi per l'anno in corso;
- entro il 31 marzo di ogni anno, la relazione delle attività svolte e il consuntivo dei costi effettivamente sostenuti nell'anno precedente, dando motivata evidenza degli scostamenti intervenuti rispetto al preventivo.

Inoltre, anche le modalità per l'invio dei dati sono state uniformate, prevedendo che le informazioni rese disponibili dal GME in materia di trasparenza contabile siano in linea con quanto attualmente previsto per i costi afferenti al TIMM e alla PCE. In sintesi, vengono più puntualmente evidenziate le informazioni che il GME deve rendere disponibili, ivi inclusa, per esempio, un'accurata descrizione dei *driver* adottati per l'imputazione a ogni attività di eventuali costi condivisi ovvero le motivazioni degli scostamenti tra dati previsionali e dati a consuntivo.

La razionalizzazione operata con la delibera 547/2020/R/eel consente, a partire dal 2021, di approvare costi o corrispettivi con provvedimenti onnicomprensivi, anziché con tanti provvedimenti separati per le diverse attività.

Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche

L'art. 12, comma 1-*quinquies*, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato, prevede che l'Autorità rilasci il proprio parere alle Regioni sugli schemi di legge in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico (è il caso degli impianti idroelettrici aventi una potenza nominale media pari ad almeno 3 MW).

Al fine di facilitare l'attività delle Regioni e di accelerare l'attività dell'Autorità nel rilascio dei singoli pareri, con la delibera 26 novembre 2019, 490/2019/I/eel l'Autorità ha reso disponibili alle Regioni alcune linee guida non vincolanti contenenti le indicazioni prodromiche al successivo rilascio del parere.

Tenendo conto delle linee guida di cui alla delibera 490/2019/R/eel, l'Autorità ha formulato i pareri, per quanto di competenza:

- con le delibere 17 marzo 2020, 68/2020/I/eel e 1° dicembre 2020, 512/2020/I/eel alla Regione Piemonte;
- con le delibere 17 marzo 2020, 69/2020/I/eel e 22 dicembre 2020, 582/2020/I/eel alla Regione Abruzzo;
- con la delibera 17 marzo 2020, 73/2020/I/eel alla Regione Lombardia;
- con la delibera 1° aprile 2020, 111/2020/I/eel alla Regione Toscana;
- con la delibera 15 settembre 2020, 337/2020/I/eel alla Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia;
- con la delibera 3 novembre 2020, 444/2020/I/eel alla Regione Calabria;
- con la delibera 17 novembre 2020, 470/2020/I/eel alla Regione Emilia-Romagna;
- con la delibera 26 gennaio 2021, 23/2021/I/eel alla Regione Basilicata.

Servizio di trasporto e distribuzione

Modifiche ai criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 11 novembre 2020, 468/2020/R/eel, l'Autorità è intervenuta sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC).

Le transazioni di energia elettrica all'ingrosso sono assoggettate a un Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica programmata in prelievo al Prezzo unico nazionale (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica programmata in immissione nelle varie zone ai corrispondenti prezzi zonali. I CCC sono strumenti introdotti per consentire agli operatori di mercato di coprirsi rispetto alla volatilità del CCT.

CAPITOLO 3

Con la delibera 19 novembre 2004, 205/2004, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha disciplinato i contenuti e le modalità di assegnazione dei CCC. Con le disposizioni contenute nel citato provvedimento, l'Autorità ha inteso perseguire i seguenti obiettivi generali:

- rendere disponibili agli operatori di mercato strumenti per la copertura dal rischio associato al CCT;
- assegnare i menzionati strumenti secondo procedure trasparenti e non discriminatorie;
- consentire la valorizzazione della capacità di trasporto secondo principi di efficienza;
- promuovere la concorrenza nell'offerta di energia elettrica.

In particolare, la delibera 205/2004 prevede che, a decorrere dall'anno 2005, i CCC siano assegnati attraverso procedure concorsuali organizzate da Terna nel rispetto dei criteri fissati nel provvedimento stesso. A tal fine, ogni anno Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità, per approvazione, una proposta di regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno solare successivo. Dall'anno 2010, l'assegnazione di CCC, che rappresentano strumenti di copertura tra una zona e l'*hub* nazionale, è stata integrata con l'introduzione di ulteriori strumenti di copertura, denominati CCP, contro il rischio di volatilità del differenziale di prezzo tra un polo di produzione limitata e la zona geografica adiacente.

Nel maggio 2020, Terna ha consultato alcune ipotesi di modifica del regolamento delle procedure concorsuali, allo scopo di garantire una più efficiente valorizzazione dei CCC e di rafforzare l'efficacia del meccanismo di limitazione delle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore nell'asta annuale.

A valle della consultazione, Terna ha trasmesso all'Autorità, per approvazione, lo schema di regolamento relativo alle procedure concorsuali per l'anno 2021, proponendo che:

- il calcolo della quantità massima di CCC che può essere richiesta nelle aste annuali sia effettuato per gruppo societario (secondo la definizione civilistica), invece che per singolo operatore di mercato, aggregando tutta la capacità produttiva afferente a operatori di mercato che presentino rapporti di controllo e collegamento fra loro;
- il tetto al rilancio nelle aste sia eliminato e il numero minimo di sessioni sia posto pari a tre;
- a partire dalla seconda sessione, sia introdotto, per le offerte non accettate nella sessione precedente, un obbligo di rilancio migliorativo rispetto al prezzo marginale di quest'ultima sessione;
- le offerte per cui il relativo operatore di mercato non adempia al citato obbligo, in una sessione con il prezzo marginale non decrescente rispetto alla sessione precedente, siano bloccate – escludendone la cancellazione o la modifica – sino a quando il prezzo marginale risulti inferiore al prezzo marginale rispetto al quale l'operatore non ha adempiuto all'obbligo;
- sia applicata una nuova condizione terminante l'asta basata su un incremento della funzione obiettivo, tra una sessione e quella successiva, inferiore a una determinata soglia percentuale (3%);
- sia eliminata la condizione di chiusura dell'asta per invarianza della soluzione tra una sessione e la successiva, essendo un caso ricompreso nella nuova condizione sopra descritta;
- sia cancellato il prodotto CCP, in quanto la nuova configurazione zonale, approvata con la delibera 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel, prevede, a partire dall'anno 2021, l'introduzione della zona Calabria e la soppressione dell'ultimo polo di produzione limitata (polo di Rossano).

Le modifiche proposte da Terna, risultando conformi ai criteri e alle finalità indicati dalla delibera 205/2004, sono state approvate dall'Autorità con la sopra menzionata delibera 468/2020/R/eel.

Disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021

L'Autorità, con il documento per la consultazione 9 giugno 2020, 209/2020/R/eel, ha illustrato, in coerenza con il percorso tracciato dalla delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel, le proposte di perfezionamento della disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica nel triennio 2019-2021. La delibera 377/2015/R/eel ha introdotto, a partire dal 2016, la differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale – perdite di rete che non dipendono dalle caratteristiche delle reti, come i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati ecc. – e previsto un processo di efficientamento delle medesime perdite, secondo tassi di miglioramento differenziati per macro-zona (Nord, Centro e Sud), stabilendo, al contempo, la possibilità di attenuazione del medesimo processo. Maggiori approfondimenti in relazione alla delibera 377/2015/R/eel sono presentati nella *Relazione Annuale* 2016, Volume 2.

Partendo da un'analisi dei risultati della perequazione nel quadriennio 2015-2018, che ha evidenziato una progressiva riduzione delle perdite effettive nel corso degli anni e una situazione di strutturale avanzo nei risultati della perequazione da parte della maggior parte delle imprese distributrici, ma anche il permanere di un'apprezzabile variabilità territoriale di tali risultati, con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel l'Autorità ha proposto di:

- rivedere i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali, al fine di tenere conto dell'applicazione dei tassi di miglioramento nel triennio 2016-2018;
- confermare anche per il triennio 2019-2021 il processo di efficientamento delle perdite commerciali;
- semplificare il meccanismo di attenuazione del suddetto processo di efficientamento (e quindi adottare regole diverse da quelle applicate nel triennio 2016-2018), prevedendo di riconoscere l'attenuazione nei casi in cui l'applicazione della traiettoria di riduzione delle perdite commerciali fosse risultata, per ragioni estranee alla sfera di azione dell'impresa distributrice, particolarmente penalizzante.

Alla luce della rilevanza del fenomeno dei prelievi fraudolenti in talune aree geografiche, il documento per la consultazione 209/2020/R/eel propone, inoltre, l'introduzione di un meccanismo attraverso il quale sia possibile accertare e riconoscere alle imprese distributrici che lo richiedano l'ammontare dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", cioè quei prelievi illeciti per cui risulti materialmente impossibile per l'impresa distributrice individuare i soggetti responsabili e/o procedere all'interruzione della condotta illecita. Secondo quanto ipotizzato nel documento per la consultazione in analisi, l'applicazione di tale meccanismo verrebbe, quindi, circoscritta a prelievi fraudolenti riconducibili alle seguenti fattispecie:

- casi per i quali l'interruzione della fornitura può determinare problemi di ordine pubblico ovvero per l'incolumità delle persone presenti *in loco* ovvero in cui verrebbe messa a rischio la sicurezza degli operatori preposti a eseguire l'intervento di disalimentazione e per i quali sussiste formale denuncia dell'impresa distributrice alle autorità competenti;
- casi di utenze relative a stabili occupati abusivamente per i quali sussistono atti di autorità pubbliche che impediscono l'interruzione della fornitura.

La decisione finale in relazione a tali tematiche è stata adottata con la delibera 10 novembre 2020, 449/2020/R/eel. Il provvedimento stabilisce i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite di natura commerciale da applicare all'energia elettrica a fini perequativi per gli anni 2019-2021 in coerenza con gli orientamenti del documento per la consultazione 209/2020/R/eel, prevedendo quindi una riduzione del livello base di tali fattori in ragione dei tassi di miglioramento applicati nel periodo 2016-2018. Conseguentemente, sono stati anche rivisti,

a valere dal 1° gennaio 2021, i fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione di cui alla tabella 4 del Testo integrato *settlement* (TIS), portando il fattore convenzionale di perdita standard riconosciuto per i prelievi dei clienti in bassa tensione a un livello equivalente al 10,2%. Tuttavia, la delibera 449/2020/R/eel, contrariamente a quanto prospettato nell'ambito del citato documento per la consultazione 209/2020/R/eel, non conferma l'intenzione di prevedere un ulteriore efficientamento delle perdite commerciali riconosciute alle imprese distributrici, in considerazione delle posizioni espresse dai partecipanti alla consultazione nonché della tempistica dell'intervento e delle criticità connesse all'emergenza pandemica da Covid-19; di conseguenza, non è stato necessario introdurre le misure di attenuazione prospettate.

La delibera 449/2020/R/eel, inoltre, modifica anche le modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione riconosciuto a ciascuna impresa distributrice ai sensi del Testo integrato vendita (TIV), al fine di sterilizzare alcuni effetti distorsivi emersi nel triennio 2016-2018 generati dall'articolazione per fasce orarie del prezzo utilizzato per la determinazione di tale ammontare annuo. L'ammontare annuo di perequazione, a partire dal 2019, è pertanto calcolato come il minimo tra:

- il ΔL in kWh (differenza tra le perdite effettive e quelle riconosciute convenzionalmente) valorizzato al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela differenziato per fascia e per mese, e
- il ΔL in kWh valorizzato al prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela.

Infine, la delibera 449/2020/R/eel conferma la possibilità per le imprese distributrici di ottenere, nell'ambito di procedimenti individuali aventi a oggetto l'intero triennio 2019-2021, un riconoscimento per i prelievi fraudolenti "non recuperabili", ma esclusivamente nel caso che gli stessi si dovessero manifestare con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente nella macro-zona o nell'insieme di macro-zone in cui insiste il territorio di competenza dell'impresa distributrice richiedente. Il riconoscimento è quindi subordinato alla verifica della sussistenza di alcuni requisiti connessi alle *performance* registrate dell'impresa distributrice in relazione ai risultati della perequazione e alla dimostrazione che i prelievi fraudolenti "non recuperabili" siano riconducibili alle fattispecie individuate nel richiamato documento per la consultazione 209/2020/R/eel.

Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e Registro dei consorzi storici dotati di rete propria

L'Autorità, con la delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, aveva avviato la ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria, ai fini del proprio censimento. In particolare:

- le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/1999. Inoltre, le cooperative storiche dotate di rete propria si distinguono tra cooperative storiche concessionarie e cooperative storiche non concessionarie;
- le cooperative esistenti sono le cooperative dotate di reti proprie esistenti al 5 agosto 2010, che connettono clienti finali non soci, operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa. Inoltre, le cooperative esistenti si distinguono tra

cooperative esistenti storiche e cooperative esistenti non storiche (cioè che non hanno i requisiti per rientrare tra le cooperative storiche);
- i consorzi storici dotati di rete propria sono consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1° aprile 1999 che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

Con la delibera 23 giugno 2020, 233/2020/R/eel, l'Autorità, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 787/2016/R/eel:
- ha approvato e pubblicato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e il Registro dei consorzi storici dotati di rete propria;
- ha previsto di non procedere alla pubblicazione del Registro delle cooperative esistenti non storiche dotate di rete propria, poiché nessuna delle cooperative oggetto di classificazione ricadeva in tale fattispecie;
- ha rinviato a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione all'interno dei relativi registri di dieci cooperative elettriche dotate di rete propria per le quali si sono resi necessari ulteriori approfondimenti e analisi oltre a quelli già svolti;
- non ha classificato tra i consorzi storici dotati di rete propria il Consorzio Elettrico Rizzolo, in quanto la sua rete elettrica non è interconnessa al sistema elettrico nazionale (essendo un sistema isolato) e, quindi, a tale consorzio non si può applicare la regolazione dell'Autorità.

Posticipo dell'applicazione del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi nel caso delle reti elettriche portuali e aeroportuali

Nell'anno 2019, con la delibera 19 dicembre 2019, 558/2019/R/eel, l'Autorità, al fine di concedere ai gestori di reti elettriche portuali e aeroportuali un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), ha posticipato, dal 1° gennaio 2020 al 1° gennaio 2021, l'applicazione del TISDC nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) successivamente al 31 dicembre 2019.

Nell'anno 2020, alcune società che gestiscono reti elettriche portuali e aeroportuali hanno richiesto all'Autorità che il termine del 1° gennaio 2021 per l'applicazione del TISDC potesse essere prorogato. Ciò in conseguenza dell'emergenza sanitaria per la pandemia di Covid-19 e dell'emanazione delle relative disposizioni normative emergenziali che hanno comportato, per le medesime società, difficoltà nell'adempimento della normale operatività legata all'erogazione dei servizi di interesse generale all'interno dei porti e degli aeroporti, ivi comprese tutte le attività necessarie per la piena operatività come ASDC a decorrere dal 1° gennaio 2021.

Pertanto, con la delibera 9 dicembre 2020, 526/2020/R/eel, l'Autorità ha posticipato, dal 1° gennaio 2021 al 1° gennaio 2022, l'applicazione del TISDC nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31 dicembre 2019, al fine di concedere ai relativi gestori di rete un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal medesimo Testo integrato.

CAPITOLO 3

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Nel gennaio 2020 è stata pubblicata la versione definitiva del PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima), elaborato dal Ministero dello sviluppo economico con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, nel quadro del regolamento (UE) 1999/2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Il Piano contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento dei target europei al 2030 in materia di energia e clima.

Uno degli obiettivi centrali del PNIEC è il mantenimento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico. Nel PNIEC si ribadisce che il perseguimento del citato obiettivo richiede l'applicazione di meccanismi *ad hoc* come il Mercato della capacità, di cui l'Italia si è già dotata e la cui disciplina vigente è stata approvata con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 28 giugno 2019. Nel Piano si evidenzia, inoltre, che detta misura è funzionale a promuovere nel lungo periodo investimenti efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva della decarbonizzazione del settore e del raggiungimento di target ambiziosi in termini di penetrazione delle fonti rinnovabili.

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 e 2019.

I principali profili attinenti al Mercato della capacità che sono stati affrontati nel 2020 riguardano l'implementazione del regolamento (UE) 943/2019, in base al quale i meccanismi di capacità in vigore al 4 luglio 2019 devono essere adattati dagli stati membri al fine di renderli conformi ai criteri e alle condizioni di cui al medesimo regolamento, fatti salvi gli impegni o i contratti conclusi entro il 31 dicembre 2019.

Affinché uno Stato membro possa implementare meccanismi di remunerazione della capacità ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, dall'anno 2020 è necessario che, preventivamente:

- si formuli un piano di attuazione di misure per l'eliminazione delle distorsioni normative e delle carenze del mercato elettrico (Piano di riforma del mercato elettrico) e la Commissione europea si esprima in merito al piano medesimo;
- la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse (*European Resource Adequacy Assessment* – ERAA) e/o la corrispondente valutazione nazionale evidenzino un risultato peggiore rispetto allo standard di adeguatezza (*Reliability Standard* – RS) fissato dallo stesso Stato membro;
- detto standard sia calcolato sulla base di una predefinita metodologia che tenga conto del valore del carico perso (*Value of Lost Load* – VOLL) e del costo del nuovo entrante (*Cost of New Entry* – CONE).

Il regolamento (UE) 943/2019 stabilisce altresì che, se la capacità estera è in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale, a detta capacità estera debba essere assicurata la possibilità di partecipare allo stesso processo competitivo della capacità nazionale.

Piano di riforma del mercato elettrico

Secondo la normativa comunitaria, il Piano di riforma del mercato elettrico deve essere corredato da un cronoprogramma ed essere volto a:

- rimuovere le distorsioni normative;
- eliminare i limiti ai prezzi all'ingrosso;
- introdurre i prezzi di scarsità dell'energia di bilanciamento;
- aumentare le interconnessioni e la capacità della rete interna;
- abilitare l'autoconsumo, lo stoccaggio, la partecipazione attiva della domanda e l'efficienza energetica;
- assicurare un approvvigionamento dei servizi ancillari e di bilanciamento efficiente e basato su regole di mercato;
- rimuovere i prezzi regolati, ove previsto dalla direttiva 2019/944/UE.

In data 25 giugno 2020, il Ministero dello sviluppo economico ha trasmesso alla Commissione europea il Piano italiano di riforma del mercato elettrico, ai sensi dell'art. 20(3) del regolamento (UE) 943/2019. A seguito della consultazione del citato Piano, svolta dalla Direzione Generale Energia della Commissione, nell'ottobre 2020 è stato pubblicato il parere della stessa Commissione in merito alle riforme programmate dallo Stato italiano con riferimento al mercato elettrico. Nel febbraio del corrente anno, infine, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la versione finale del Piano, tenendo conto delle osservazioni formulate dalla Commissione nel proprio parere.

I principali interventi che l'Italia intende implementare per contribuire ad attenuare le criticità del sistema elettrico italiano sotto il profilo dell'adeguatezza riguardano, tra l'altro:

- la revisione degli attuali limiti di prezzo nel mercato elettrico, introducendo anche i prezzi negativi;
- l'incremento delle interconnessioni con l'estero e il rafforzamento della rete di trasmissione nazionale;
- la promozione dell'autoconsumo, della partecipazione attiva della domanda al mercato, dello stoccaggio e dell'efficienza energetica, anche mediante l'attuazione di progetti pilota;
- le misure previste nel documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel, per migliorare l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
- le azioni per il rafforzamento dell'integrazione del mercato elettrico italiano con i corrispondenti mercati degli altri stati membri, attraverso, per esempio, la partecipazione alle piattaforme Terre e Mari;
- la diffusione dello *smart metering*;
- il superamento del regime della maggior tutela nel mercato al dettaglio.

La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, lo standard di adeguatezza e le relative variabili determinanti

Il regolamento (UE) 943/2019 stabilisce che la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse sia effettuata seguendo specifici criteri definiti da ACER (Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), su proposta di ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Con riferimento allo standard di adeguatezza, il testo normativo prevede altresì che:

- detto standard sia fissato dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo stesso, previa proposta dell'autorità nazionale di regolazione;

- lo standard di adeguatezza sia calcolato in funzione del valore del carico perso e del costo del nuovo entrante ed espresso in termini di ore attese di distacco di carico (*Loss of Load Expectation* – LOLE) e di energia non fornita attesa;
- per la definizione dello standard, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli stati membri determinino una stima del valore del carico perso relativo al loro territorio, avendo la possibilità di differenziare la stima per zona nel caso in cui il citato territorio sia suddiviso in più zone di offerta;
- su proposta di ENTSO-E, ACER adotti la metodologia per il calcolo dello standard di adeguatezza e delle relative variabili determinanti.

Con le decisioni n. 23-2020 e n. 24-2020 del 2 ottobre 2020, ACER ha approvato con modifiche le metodologie proposte da ENTSO-E in relazione allo standard di adeguatezza, al valore del carico perso, al costo del nuovo entrante e alla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. Quest'ultima valutazione è fondata sulla modellizzazione del sistema elettrico europeo su un orizzonte temporale decennale, al fine di stimarne l'adeguatezza in termini di numero di ore attese all'anno nelle quali il parco di generazione – a livello zonale o nazionale – non sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica con sufficienti margini di riserva. In relazione allo standard di adeguatezza e alle relative variabili, la decisione ACER n. 23-2020 richiede, tra l'altro, che:

- siano passati in rassegna i costi fissi e variabili di tutte le tecnologie in grado di contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico, per definire il costo del nuovo entrante;
- sia svolta un'articolata indagine demoscopica, somministrando, a un campione rappresentativo delle diverse categorie di consumatori finali, un questionario volto a stimare il valore che gli stessi attribuiscono al distacco del proprio carico.

Per quanto attiene al sistema elettrico italiano, l'Autorità, con la delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel, ha avviato il procedimento per la predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito allo standard di adeguatezza, ai sensi del combinato disposto del regolamento (UE) 943/2019 e della decisione ACER n. 23-2020.

Al fine di contribuire a creare le condizioni per proseguire lo svolgimento delle aste del mercato italiano della capacità nel rispetto delle disposizioni procedurali e sostanziali del regolamento (UE) 943/2019 e delle norme a esso connesse, con la delibera 507/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che Terna elabori uno studio sul costo del nuovo entrante, sul valore del carico perso e sullo standard di adeguatezza. Oltre a risultare coerente con la metodologia contenuta nella decisione ACER n. 23-2020, il citato studio dovrà rispettare ulteriori criteri, principalmente volti a individuare e vagliare le potenzialità e le implicazioni quantitative connesse ai profili su cui le norme sovraordinate hanno lasciato margini di flessibilità.

In particolare, in merito al valore del carico perso, la delibera 507/2020/R/eel prevede che le relative stime siano elaborate sia per singola zona di mercato, sia a livello nazionale, rendendo evidenti, per ciascuna combinazione (categoria di consumatori – zona di mercato), i risultati derivanti almeno dall'applicazione di ciascuno dei metodi citati nella metodologia ACER, vale a dire *Willingness to pay* (WTP), *Willingness to accept* (WTA) e *Direct worth* (DT). Per quanto attiene al costo del nuovo entrante, è invece stabilito che:

- per ciascuna tecnologia di riferimento, sia fornito il dettaglio dei costi fissi di investimento, dei costi fissi annuali di capitale e dei costi fissi annuali operativi (diversi dall'ammortamento), evidenziando il valore delle singole voci di costo considerate;

- i costi fissi operativi includano, oltre alle voci previste dalla metodologia ACER ove rilevanti, anche gli ulteriori costi che caratterizzano il sistema italiano, quali, a titolo esemplificativo, i costi fissi per il trasporto del gas nel caso di impianti alimentati a gas naturale.

Partecipazione di risorse estere ai meccanismi di remunerazione della capacità

Con riferimento alla partecipazione diretta delle risorse estere ai meccanismi di capacità nazionali, il regolamento (UE) 943/2019 introduce rilevanti elementi di novità, che sono di seguito descritti:

- le norme del regolamento relative alla citata partecipazione diretta si applicano ai meccanismi di remunerazione della capacità diversi dalla riserva strategica e, soltanto se tecnicamente praticabile, alla riserva strategica;
- se la capacità estera è in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale, a detta capacità estera è assicurata la possibilità di partecipare allo stesso processo competitivo della capacità nazionale;
- i TSO stabiliscono annualmente la massima capacità di importazione disponibile per la partecipazione delle risorse estere sulla base della raccomandazione del Centro di coordinamento regionale (RCC), che effettua un calcolo che tiene conto della prevista disponibilità di interconnessione e della simultaneità attesa di scarsità e che è basato su una metodologia definita da ACER, su proposta di ENTSO-E. I regolatori nazionali interessati verificano che la massima capacità di importazione disponibile sia determinata conformemente alla menzionata metodologia;
- gli stati membri assicurano che la massima capacità di importazione sia allocata ai fornitori di risorse estere in modo trasparente, non discriminatorio e secondo criteri di mercato;
- se ciascuno di due stati membri limitrofi dispone di un meccanismo di remunerazione della capacità che consente la partecipazione diretta di risorse estere, eventuali proventi derivanti dall'allocazione della massima capacità di importazione sono destinati ai TSO interessati e sono ripartiti tra loro conformemente a specifici criteri definiti da ACER, su proposta di ENTSO-E, o secondo una metodologia comune approvata dalle autorità nazionali di regolazione interessate;
- nei casi in cui soltanto uno di due stati limitrofi disponga di un meccanismo di remunerazione della capacità aperto alla partecipazione attiva di risorse estere, eventuali proventi derivanti dall'allocazione della massima capacità di importazione nell'ambito del citato meccanismo sono destinati ai TSO interessati secondo una metodologia definita dall'autorità nazionale di regolazione dello Stato che dispone del meccanismo, sentito il parere della corrispondente autorità dell'altro Stato;
- una data capacità può essere offerta e contrattualizzata in più meccanismi di remunerazione della capacità, anche per lo stesso periodo di consegna, nei limiti della prevista disponibilità di interconnessione e sino alla simultaneità attesa di scarsità, e ciascuno stato membro non può impedire alla capacità sul proprio territorio di partecipare a meccanismi di altri stati membri;
- al TSO del sistema in cui è localizzata la risorsa estera contrattualizzata in un dato meccanismo di remunerazione della capacità sono assegnate nuove funzioni. In particolare, detto TSO stabilirà *ex ante* se i fornitori di capacità localizzata nel proprio sistema possano fornire le prestazioni tecniche richieste dal meccanismo al quale intendono partecipare e, in caso di esito positivo della verifica, li iscriverà, come fornitori di capacità ammissibili, in un apposito registro che sarà tenuto da ENTSO-E. Eseguirà, inoltre, le verifiche sulla disponibilità della capacità estera contrattualizzata che è localizzata nel proprio sistema;

- i regolatori nazionali provvedono affinché la partecipazione diretta delle risorse estere ai meccanismi di remunerazione della capacità sia organizzata in modo efficace e non discriminatorio.

Su proposta di ENTSO-E, ACER, con la decisione n. 36-2020 del 22 dicembre 2020, ha definito sia le metodologie per il calcolo della massima capacità di importazione rilevante ai fini della partecipazione attiva delle risorse estere e per la ripartizione dei proventi da allocazione della medesima capacità, sia le norme comuni per individuare la capacità estera ammessa a partecipare a un meccanismo di remunerazione della capacità, per l'esecuzione delle verifiche da parte dei TSO dei sistemi in cui sono localizzate risorse estere contrattualizzate in uno dei menzionati meccanismi, per l'applicazione dei pagamenti per indisponibilità da parte dei titolari di dette risorse e per la tenuta del registro sui fornitori di capacità ammissibili.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi *ex* art. 23, comma 3-*bis*, del decreto legge n. 91/2014

Secondo quanto previsto dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, le unità di produzione di energia elettrica in Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare. La menzionata operatività è stata avviata in data 28 maggio 2016.

Terna ha incluso nell'elenco delle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico *ex* decreto legge n. 91/2014, tra le altre, le unità degli impianti Milazzo di Edison Trading, Anapo e Guadalami di Enel Produzione e Isab Energy di Isab.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha stabilito i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-*bis*, del decreto legge n. 91/2014, prevedendo, tra l'altro, che gli utenti del dispacciamento che dispongono di unità essenziali soggette al regime di reintegrazione *ex* decreto legge citato abbiano titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo, per ciascuna delle citate unità, pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nel periodo di applicazione del regime medesimo nell'anno considerato. Per ulteriori dettagli circa il regime *ex* decreto legge n. 91/2014, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2015 e 2016.

Per quanto attiene al citato regime, l'Autorità ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione e disposto il riconoscimento dello stesso da parte di Terna in relazione alle unità di produzione degli impianti essenziali Anapo e Guadalami di Enel Produzione, per gli anni 2015 e 2016 (delibere 1° aprile 2020, 109/2020/R/eel, 7 aprile 2020, 120/2020/R/eel, 21 luglio 2020, 281/2020/R/eel, e 4 agosto 2020, 314/2020/R/eel), e Milazzo di Edison Trading, per l'anno 2016 (delibera 18 febbraio 2020, 44/2020/R/eel).

Inoltre, con la delibera 7 luglio 2020, 260/2020/R/eel, l'Autorità ha parzialmente approvato l'istanza presentata da Isab al fine di ottenere un'integrazione del corrispettivo relativo all'impianto Isab Energy per l'anno 2015, precedentemente determinato con la delibera 21 giugno 2018, 348/2018/R/eel. In particolare, anche alla luce del

fatto che il regime di reintegro *ex* decreto legge n. 91/2014 presenta caratteri di transitorietà e straordinarietà ed è fondato sul principio del puntuale riconoscimento dei costi per singola unità produttiva, l'Autorità ha accolto la parte dell'istanza volta a rettificare i costi fissi di capitale dell'impianto Isab Energy, tenendo conto della circostanza che il relativo utente del dispacciamento, successivamente all'adozione della menzionata delibera, si era accorto di aver utilizzato, per il calcolo dei costi fissi di capitale, valori errati di costo storico originario delle immobilizzazioni.

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 9 giugno 2006, 111/06, prevede che gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione *ex* art. 65 del medesimo provvedimento possano richiedere un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti.

Il corrispettivo di reintegrazione è stato determinato dall'Autorità nel 2020 in relazione ai seguenti impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione *ex* delibera 111/06: Montemartini di Acea Energia (delibera 11 febbraio 2020, 35/2020/R/eel) e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 28 aprile 2020, 146/2020/R/eel), per l'anno 2016, e San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture (delibera 13 ottobre 2020, 381/2020/R/eel), Brindisi Sud, Porto Empedocle, Assemini e Portoferraio di Enel Produzione (delibere 27 ottobre 2020, 422/2020/R/eel, 3 novembre 2020, 439/2020/R/eel, 10 novembre 2020, 450/2020/R/eel, e 17 novembre 2020, 465/2020/R/eel) e Fiume Santo di EP Produzione (17 novembre 2020, 466/2020/R/eel), per l'anno 2017.

Ai fini della determinazione degli importi del corrispettivo di reintegro, l'Autorità ha considerato le relazioni di Terna sulle verifiche in merito alla conformità alla disciplina sull'essenzialità dell'importo del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione. Inoltre, con riferimento all'impianto Biopower Sardegna, il corrispettivo è stato determinato includendo tra i costi variabili riconosciuti gli oneri connessi alla certificazione del combustibile, che è necessaria per ottenere l'incentivo sostitutivo dei certificati verdi *ex* art. 19 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 6 luglio 2012.

La delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09 stabilisce che la reintegrazione dei costi *ex* delibera 111/06 sia applicata anche alle unità di produzione, nella disponibilità di soggetti diversi dalle imprese elettriche minori, che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neppure indirettamente, con la rete di trasmissione nazionale. Le citate unità sono essenziali per la sicurezza degli ambiti territoriali serviti da tali reti, essendo le uniche risorse in grado di garantire la continuità del servizio elettrico su detti ambiti e di fornire anche i diversi servizi ancillari indispensabili all'erogazione del servizio. Con le delibere 1° aprile 2020, 108/2020/R/eel, e 5 maggio 2020, 154/2020/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di reintegrazione dei costi, rispettivamente per gli anni 2011 e 2012, avanzate da Enel Produzione per le unità isolate nella propria disponibilità (Stromboli, Ginostra, Panarea – Lipari, Alicudi – Lipari, Filicudi, Capraia, Ventotene, Vulcano Termo, S. Marina Salina e Malfa), riconoscendo un importo di costi fissi di capitale inferiore a quanto richiesto da Enel Produzione e considerando i proventi relativi ai certificati verdi tra i ricavi riconosciuti relativi ai medesimi anni.

CAPITOLO 3

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento titolari di impianti in regime di reintegrazione, l'Autorità ha previsto l'erogazione, da parte di Terna, di un acconto del corrispettivo:

- per gli anni dal 2016 al 2018, in relazione alle unità di produzione essenziali isolate Stromboli, Ginostra, Panarea – Lipari, Alicudi – Lipari, Filicudi, Capraia, Ventotene, Vulcano Termo, S. Marina Salina e Malfa, nella disponibilità di Enel Produzione (delibera 21 aprile 2020, 133/2020/R/eel);
- per l'anno 2019, con riferimento agli impianti Centrale di Modugno (delibera 3 novembre 2020, 440/2020/R/eel), Sulcis (delibera 3 novembre 2020, 441/2020/R/eel), San Filippo del Mela 220 kV (delibera 10 novembre 2020, 451/2020/R/eel), Brindisi Sud (delibera 10 novembre 2020, 452/2020/R/eel), Porto Empedocle (delibera 17 novembre 2020, 467/2020/R/eel), Assemini (delibera 24 novembre 2020, 487/2020/R/eel), Fiume Santo (delibera 24 novembre 2020, 488/2020/R/eel) e Portoferraio (delibera 1° dicembre 2020, 505/2020/R/eel);
- per l'anno 2020, relativamente agli impianti Sulcis (delibera 24 novembre 2020, 489/2020/R/eel), Brindisi Sud (delibera 1° dicembre 2020, 506/2020/R/eel), Assemini e Porto Empedocle (delibera 9 dicembre 2020, 527/2020/R/eel), Fiume Santo (delibera 9 dicembre 2020, 528/2020/R/eel), Centrale di Modugno (delibera 9 dicembre 2020, 529/2020/R/eel) e San Filippo del Mela 220 kV (delibera 9 dicembre 2020, 530/2020/R/eel).

L'acconto, per gli anni dal 2016 al 2018, relativo alle unità di produzione essenziali isolate è stato determinato dall'Autorità come pari all'80% dell'ammontare complessivo annuo richiesto da Enel Produzione a titolo di corrispettivo di reintegrazione.

Per quanto riguarda l'acconto del corrispettivo per l'anno 2019, il riconoscimento è stato limitato al 70% della differenza tra, da un lato, il minore valore tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato per il medesimo anno e l'importo dei costi fissi *benchmark* e, dall'altro lato, il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente per l'anno 2019. A tal proposito, i costi fissi *benchmark* sono stati definiti come:

- nel caso degli impianti Brindisi Sud, Centrale di Modugno, Fiume Santo e Sulcis, l'importo massimo dei costi fissi soggetti all'impegno cui l'utente si è vincolato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, mentre, per l'impianto San Filippo del Mela 220 kV, la somma tra detto importo massimo e, relativamente ai costi fissi non soggetti all'impegno, quanto riconosciuto in occasione dell'ultima determinazione del corrispettivo per anni precedenti al 2019;
- per gli altri impianti (Porto Empedocle, Assemini e Portoferraio), il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno con riferimento al quale è stato riconosciuto il corrispettivo e i costi fissi stimati per l'anno 2019, riportati dall'utente del dispacciamento nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi per il medesimo anno.

Infine, rispetto all'acconto del corrispettivo per una parte dell'anno 2020, gli utenti del dispacciamento, secondo quanto stabilito dalla disciplina vigente, hanno richiesto un importo pari alla differenza tra, da un lato, la somma tra i costi variabili riconosciuti del periodo cui l'acconto si riferisce e il minore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo periodo e una quota massima della stima dei costi fissi contenuta nell'istanza di ammissione e, dall'altro lato, i ricavi riconosciuti relativi al periodo di riferimento dell'acconto. Nel caso degli impianti per i quali i relativi utenti hanno assunto un impegno in termini di limite superiore al riconoscimento dei costi fissi (Brindisi Sud, Centrale di Modugno, Fiume Santo, San Filippo del Mela 220 kV e Sulcis), ai fini del calcolo

dell'acconto è stato considerato il minor importo tra i costi fissi *ex* delibera 111/06 e una percentuale – calcolata sulla base del periodo di riferimento dell'acconto – dell'importo massimo dei costi fissi annui volontariamente indicato dagli utenti nelle rispettive istanze di ammissione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

L'ammissione al regime di reintegrazione dei costi *ex* delibera 111/06 per l'anno 2021, da parte dell'Autorità su istanza degli utenti del dispacciamento interessati, ha riguardato gli impianti Brindisi Sud (delibera 28 luglio 2020, 295/2020/R/eel), Sulcis (delibera 6 ottobre 2020, 368/2020/R/eel), Assemini e Portoferraio (delibera 29 dicembre 2020, 598/2020/R/eel) di Enel Produzione e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 29 dicembre 2020, 598/2020/R/eel). Con la delibera 14 luglio 2020, 269/2020/R/eel, inoltre, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione l'impianto San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, per l'anno 2022.

Nell'ambito delle istanze di ammissione al regime di reintegrazione relative agli impianti San Filippo del Mela 220 kV e Sulcis, gli utenti coinvolti hanno evidenziato che il rispetto delle nuove prescrizioni definite in sede di riesame dell'autorizzazione integrata ambientale richiede la realizzazione di investimenti di adeguamento dei citati impianti entro un termine definito, con la conseguenza di dover adottare le decisioni su detti investimenti e sulla relativa programmazione nel corso dell'anno 2020, anche in funzione dell'utilità prospettica degli impianti per il sistema elettrico.

A2A Energiefuture ed Enel Produzione hanno dunque richiesto, da un lato, di anticipare le valutazioni circa l'essenzialità e l'adozione degli eventuali provvedimenti di ammissione, così da riuscire a realizzare gli investimenti di adeguamento in tempo utile per assicurare l'operatività degli impianti nell'anno oggetto di istanza, e, dall'altro lato, di applicare un ammortamento accelerato ai fini della determinazione del costo fisso di capitale degli investimenti di adeguamento.

A valle dell'acquisizione delle valutazioni di Terna circa l'essenzialità prospettica degli impianti San Filippo del Mela 220 kV e Sulcis, l'Autorità ha disposto l'ammissione degli stessi al regime di reintegrazione, introducendo specifici criteri in merito al trattamento delle partite economiche relative agli investimenti di adeguamento nel periodo successivo agli anni oggetto di istanza.

Relativamente all'impianto Brindisi Sud, Enel Produzione ha segnalato di essere stata autorizzata dal Ministero dello sviluppo economico a porre fuori servizio un'unità del citato impianto a decorrere dall'inizio dell'anno 2021, a seguito di una propria richiesta formulata in considerazione del fatto che le prescrizioni emerse nel corso dell'istruttoria per il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale avrebbero comportato investimenti su detta unità non ritenuti giustificabili dal punto di vista tecnico-economico, anche alla luce del processo di decarbonizzazione in atto.

Con l'istanza di ammissione per l'impianto Brindisi Sud, accolta dall'Autorità con la delibera 295/2020/R/eel, Enel Produzione ha richiesto di anticipare le valutazioni circa l'essenzialità e l'adozione dell'eventuale provvedimento di ammissione anche con riferimento all'impianto Brindisi Sud, per l'anno 2021, in modo da poter programmare e adottare, in tempo utile e in modo efficiente e coerente con le modifiche attese dell'operatività dell'impianto medesimo, le misure di adattamento relative alla logistica del combustibile. Enel Produzione si è contestualmente impegnata a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti per il calcolo del corrispettivo di reintegrazione a un

importo annuale massimo inferiore sia rispetto ai corrispondenti impegni assunti dalla stessa Enel Produzione per gli anni precedenti al 2021, sia in relazione ai costi fissi dell'impianto, nella configurazione senza l'unità di produzione in dismissione, definiti secondo i criteri della delibera 111/06, consentendo di conseguire, rispetto a detti costi fissi, un risparmio non attualizzato stimabile in quasi 150 milioni di euro per l'anno 2021.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Se un impianto è soggetto al regime ordinario, il relativo utente del dispacciamento ha diritto a ricevere un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto dall'Autorità per ciascuna unità di produzione dell'impianto citato 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. Se, invece, l'impianto è ammesso al regime di reintegrazione, il corrispettivo risulta pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità del medesimo inserimento. L'applicazione della disciplina del regime ordinario e del regime di reintegrazione richiede il calcolo del costo variabile riconosciuto per ciascuna unità a questi assoggettata.

Con la delibera 17 marzo 2020, 67/2020/R/eel, l'Autorità, tra l'altro, ha rigettato la richiesta di Engie di applicare all'impianto Rosen 132 kV il regime ordinario, in luogo del regime di reintegrazione dei costi, con riferimento all'ultimo bimestre dell'anno 2017, poiché la regolazione vigente non prevede la possibilità di modificare il regime di essenzialità applicato a capacità essenziale nel corso del periodo di assoggettamento a detto regime, a fronte di trasformazioni impiantistiche note già in occasione della presentazione della prima istanza di ammissione al regime di reintegrazione.

In relazione all'impianto San Filippo del Mela, l'Autorità ha accolto le istanze di A2A Energiefuture volte:

- ad applicare, per l'intero periodo 2017-2021, ai fini della determinazione del costo variabile riconosciuto, le percentuali standard per la valorizzazione della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento stabilite per l'anno 2016, in vigore al momento della richiesta di ammissione alla reintegrazione dei costi per il citato periodo, così da tenere conto delle specificità tecniche dell'impianto (delibera 24 marzo 2020, 87/2020/R/eel);
- a modificare, per l'anno 2020, il criterio di valorizzazione di uno dei combustibili che alimentano le unità di produzione dell'impianto (delibera 3 novembre 2020, 442/2020/R/eel).

Inoltre, l'Autorità ha approvato le proposte di EP Produzione per l'impianto Fiume Santo in merito ai criteri di valorizzazione della componente combustibili del costo variabile riconosciuto, eccezion fatta per le modifiche riguardanti uno dei combustibili, per il quale è stato previsto di confermare per l'anno 2019 la metodologia di valorizzazione valida per l'anno 2018, in considerazione della carenza degli elementi forniti dall'utente (delibera 19 maggio 2020, 169/2020/R/eel).

Con la delibera 4 agosto 2020, 319/2020/R/eel, l'Autorità si è espressa sulle istanze avanzate da Enel Produzione su alcune componenti del costo variabile riconosciuto delle proprie unità di produzione essenziali, stabilendo, tra l'altro, di applicare:

- in relazione al costo standard per la logistica nazionale del combustibile dell'impianto Assemini e alla componente smaltimento di un'unità di produzione dell'impianto Sulcis, per l'anno 2020, i corrispondenti valori validi

per l'anno 2019, data l'insufficienza di quanto comunicato dall'utente a supporto dell'istanza di incremento;
- per gli impianti Brindisi Sud e Sulcis, la metodologia di valorizzazione proposta da Enel Produzione, sino alla data di interruzione della pubblicazione del prodotto di riferimento oggetto della proposta, mentre, da tale data al 31 dicembre 2020, il criterio di valorizzazione standard della logistica internazionale del carbone fissato con la delibera 21 luglio 2020, 280/2020/R/eel (nolo *Richards Bay – Rotterdam*).

La regolazione generale del regime ordinario e del regime di reintegrazione per l'anno 2021 è stata delineata dall'Autorità con le delibere 27 ottobre 2020, 428/2020/R/eel, e 1° dicembre 2020, 509/2020/R/eel, introducendo, tra l'altro, norme specifiche in relazione alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti, ai criteri di valorizzazione delle quote e dei titoli utilizzabili per adempiere agli obblighi di *emission trading* e agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia e combustibile delle unità di produzione termoelettriche (il rendimento standard, lo standard di emissione e il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione).

Infine, con la delibera 509/2020/R/eel, l'Autorità ha accolto le proposte presentate da Terna, come modificate a seguito delle istanze avanzate da alcuni utenti del dispacciamento, sui valori dei parametri del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità degli impianti riportati da Terna nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2021 (San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari di Axpo Italia, Assemini, Brindisi Sud, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Rosen 132 kV di Engie Italia, Fiume Santo di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy e Centrale elettrica di Capri di SIPPIC).

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 che sceglie detto regime.

Con la delibera 27 ottobre 2020, 428/2020/R/eel, sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2021 nella disponibilità di CVA Trading (poi CVA Energie), Enel Produzione, Eni, EP Produzione e Iren Energia.

L'Autorità è successivamente intervenuta, con la delibera 1° dicembre 2020, 508/2020/R/eel, per rideterminare i valori assunti dai menzionati parametri tecnico-economici in relazione alla capacità essenziale per l'anno 2021 di:
- Enel Produzione, al fine di tenere conto della sua scelta di aderire al regime alternativo per quantità parziali;
- EP Produzione, in seguito alla comunicazione con cui l'utente del dispacciamento ha evidenziato alcuni vincoli tecnici che avrebbero impedito l'implementazione dei profili quantitativi di impegno indicati negli allegati alla delibera 428/2020/R/eel dedicati a EP Produzione.

Infine, a valle delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, Eni, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità ha approvato gli schemi contrattuali per l'implementazione del citato regime nell'anno 2021, con la delibera 22 dicembre 2020, 577/2020/R/eel.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nell'anno 2020 sono proseguite le analisi sui dati storici in input all'algoritmo di risoluzione della fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD *ex ante*), con particolare riferimento alla definizione dei vincoli a rete integra e non integra, finalizzati ad assicurare le risorse per soddisfare il fabbisogno di riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione. Gli esiti delle analisi sono sintetizzati nel "Rapporto dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente in materia di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento: segmento relativo alla regolazione di tensione", allegato alla delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel.

Nel sistema elettrico nazionale, l'approvvigionamento di una parte[3] delle risorse per la regolazione di tensione avviene all'interno dell'MSD *ex ante*. I recenti sviluppi della normativa europea e, in particolare, il regolamento (UE) 943/2019, in vigore dal 1° gennaio 2020, consentono tuttavia di derogare al criterio di mercato (applicando in sua vece una regolazione a costo) laddove non vi sia una concorrenza effettiva. Il Rapporto menzionato rappresenta uno strumento di verifica circa la struttura e l'assetto concorrenziale di questo segmento di mercato ed è pertanto funzionale all'eventuale applicazione dell'esenzione sopra ricordata.

Il rapporto identifica le situazioni puntuali di detenzione di potere di mercato attraverso opportuni test di pivotalità e ne analizza l'entità e la frequenza, evidenziando altresì la simmetria tecnologica e dimensionale che caratterizza specifici gruppi di utenti del dispacciamento e che, a parità di altri fattori, favorisce la cooperazione in un gioco ripetuto infinite volte quale è l'MSD *ex ante*.

L'analisi copre 9 anni (dal 2011 al 2019) e si estende geograficamente a tutto il Mezzogiorno, in quanto le criticità maggiori circa la struttura di mercato sono state osservate in porzioni della rete di trasmissione nazionale all'interno di tale area del Paese.

Analizzando l'evoluzione nel tempo della pivotalità, è emerso come l'assetto concorrenziale nell'approvvigionamento di potenza reattiva per la regolazione di tensione risulti strutturalmente critico nel perimetro considerato, almeno dal 2011. Infatti, sulla base degli esiti dei test effettuati, le aree del Mezzogiorno risultano, in un numero elevato di ore, vulnerabili al potenziale esercizio di potere di mercato da parte di singoli utenti del dispacciamento e/o di gruppi di due o tre utenti del dispacciamento. L'elevato grado di simmetria, in termini di capacità produttiva e/o di costi, che caratterizza alcuni gruppi di utenti del dispacciamento, rafforza ulteriormente la probabilità che un'ipotetica cooperazione all'interno del gruppo si concretizzi effettivamente.

Inoltre, in alcune aree (in particolare nelle aree Brindisi, Foggia e Lazio) è stata individuata una crescita tendenziale del fabbisogno implicito di potenza reattiva. In assenza di opportune contromisure, quindi, le criticità strutturali

3 Le altre risorse sono assicurate dai dispositivi e dalle funzionalità direttamente nella disponibilità di Terna.

evidenziate sembrerebbero destinate a peggiorare nel tempo. Questa dinamica sarebbe confermata dall'attesa riduzione del numero di unità di produzione idonee alla regolazione di tensione (segnalato anche da Terna nel Piano di sviluppo 2020) – per la crescente penetrazione della generazione alimentata da fonti rinnovabili e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici –, nonché in considerazione delle tempistiche previste per l'installazione dei compensatori sincroni.

Al riguardo, giova ricordare che la regolazione di tensione può essere fornita anche da dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni ecc.) opportunamente installati nelle aree. Terna, infatti, è acquirente unico di potenza reattiva per la regolazione di tensione ma, al contempo, è anche fornitore (o meglio auto-produttore) di potenza reattiva per la regolazione di tensione tramite i propri dispositivi di rete. Questi ultimi possono sostituire i generatori e limitare o azzerare la pivotalità degli utenti del dispacciamento o dei gruppi di utenti del dispacciamento nell'offerta di potenza reattiva. Pertanto, è fondamentale che il fabbisogno lordo di potenza reattiva sia sempre "approvvigionato" al minor costo, con procedure di pianificazione trasparenti e su orizzonti temporali appropriati per le decisioni di *make or buy*. Gli interventi finora realizzati su tale fronte non parrebbero aver mitigato in maniera significativa le criticità evidenziate, con riferimento alla struttura di mercato, sull'orizzonte temporale dei test di pivotalità (2011-2019). Si rammenta che, nel solo biennio 2018-2019, l'onere medio annuo complessivo legato ai servizi oggetto del rapporto (forniti anche per il tramite delle unità essenziali incluse nel regime di reintegrazione dei costi) è quantificabile in circa 1.300 milioni di euro. Questi oneri sono recuperati, per la maggior parte, attraverso il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. *uplift*) e, in misura minore, attraverso il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, ricadendo, pertanto, su tutti i consumatori finali.

Le analisi di monitoraggio hanno anche evidenziato come la gestione operativa dei vincoli di tensione da parte di Terna non si traduca sempre in una rappresentazione trasparente, tracciabile e replicabile e come tale profilo si riverberi sulla fruibilità dei dati di esercizio del mercato ai fini dello svolgimento delle stesse attività di monitoraggio da parte dell'Autorità. Pertanto, con la delibera 282/2020/E/eel, l'Autorità ha disposto che Terna si attivi tempestivamente per apportare al sistema di mercato tutte le modifiche procedurali atte a garantire trasparenza, tracciabilità e replicabilità del processo di definizione e gestione dei vincoli di tensione.

La stessa delibera ha, infine, disposto l'avvio di approfondimenti sulle condotte degli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione idonee ai servizi di riserva reattiva e localizzate nelle aree del Mezzogiorno su cui insistono vincoli di tensione. Tale disposizione ha anche l'obiettivo di individuare eventuali violazioni del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (cfr. Capitolo 10 sull'attuazione del REMIT – Regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso).

CAPITOLO 3

Qualità e *output* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, è stato approvato il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (TIQE).

Con la delibera 3 novembre 2020, 432/2020/R/com, a seguito della consultazione 4 agosto 2020, 313/2020/R/com, sono state introdotte misure straordinarie in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica disciplinata dal TIQE, resesi necessarie per tenere conto sia degli effetti della pandemia di Covid-19, sia delle misure di contrasto alla diffusione del virus messe in campo dal Governo e dalle istituzioni in genere. Tali misure sono finalizzate a ridurre le eventuali penalità determinate per effetto del mancato raggiungimento degli obiettivi annui di miglioramento (livello obiettivo o livello tendenziale), a causa dei suddetti motivi, per gli anni 2020 e 2021.

In attuazione del TIQE:

- con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) 26 marzo 2020, 5/2020, sono stati differiti i termini ravvicinati di adempimento agli obblighi informativi in materia di qualità e tariffe nei settori dell'energia elettrica e del gas, ai sensi dell'art. 4 della delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, e della delibera 26 marzo 2020, 94/2020/R/com;
- con la determina del Direttore della DIEU 27 marzo 2020, 6/2020, sono stati definiti le modalità e i criteri per la presentazione delle istanze relative agli esperimenti di regolazione, alla posticipazione dell'anno target per il raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni e all'adesione alla regolazione speciale del numero di interruzioni;
- con la determina del Direttore della DIEU 30 marzo 2020, 7/2020, sono state aggiornate le istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- con la delibera 3 novembre 2020, 431/2020/R/eel, sono stati determinati i livelli annui di miglioramento (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo compreso tra il 2020 e l'anno target, per il raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni;
- con la determina del Direttore della DIEU 20 novembre 2020, 20/2020, è stata approvata l'istanza relativa all'esperimento di regolazione presentata da Areti;
- con la determina del Direttore della DIEU 10 dicembre 2020, 21/2020, è stata approvata l'istanza relativa all'esperimento di regolazione presentata da e-distribuzione.

Con la delibera 17 novembre 2020, 462/2020/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2019, 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 112,2 milioni di euro di penalità nette, così ripartite:

- penalità pari a 31,0 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a tre minuti), come saldo fra 12,2 milioni di euro di premi e 43,2 milioni di euro di penalità;
- penalità pari a 81,2 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti), come saldo fra 26,8 milioni di euro di premi e 108,0 milioni di euro di penalità.

Con la delibera 6 ottobre 2020, 367/2020/E/eel, è stato intimato ad alcune imprese distributrici di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione di energia elettrica relativi agli anni 2018 e 2019; in particolare, è stato intimato di ottemperare all'obbligo:

- di comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2018, al Comune di Rocca Pia, SIPPIC e Interessenza Utilizzazioni Idrauliche Pedraces – Costalta;
- di comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2019, a Aurino Energia, Azienda Elettrica Groebner Pilling Helga, Azienda Elettrica Kalmtal, Azienda Elettrica Versciaco Prato alla Drava, Azienda Energetica Prato Società Cooperativa (EWP Società Cooperativa), Centrale Elettrica Colz Spessa, Comune Anversa degli Abruzzi, Comune di Magliano di Tenna, Comune di Rocca Pia, Comune di Santo Stefano di Sessanio, Cooperativa Azienda Elettrica Ridanna, E.U.M. Soc. Coop. per l'energia e l'ambiente MOSO, Elektrowerk Preims, Gannebach, Officina Elettrica San Vigilio di Marebbe, SIPPIC, Società Cooperativa Elettrica di Distribuzione Campo Tures e Centrale Elettrica Ahrntal;
- di comunicazione dei dati della qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli anni 2018 e 2019, a SIPPIC.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2018, l'Autorità ha pubblicato, nel febbraio 2020, la settima graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Resta fermo l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord e quelli del Sud Italia.

Infine, in materia di interruzioni prolungate e/o estese, a seguito delle istanze delle imprese distributrici Azienda Reti Elettriche, Cooperativa Nova Levante e SECAB Società Cooperativa conseguenti al superamento del 2% dei ricavi ammessi per il servizio di distribuzione per l'anno 2018 quale limite massimo per la corresponsione degli indennizzi agli utenti a carico delle stesse imprese, con la delibera 28 luglio 2020, 292/2020/R/eel, è stato autorizzato alle tre imprese distributrici l'accesso al Fondo per eventi eccezionali per il pagamento della parte di indennizzi eccedente il 2% dei ricavi ammessi per il servizio di distribuzione.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 3 novembre 2020, 432/2020/R/com, di aggiornamento del TIQE, sono state introdotte misure straordinarie anche in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica; in particolare, è stato previsto che per gli interventi dei Piani resilienza 2019-2021 eleggibili a premio o a penalità ai sensi della delibera 22 dicembre 2020, 534/2019/R/eel, la cui conclusione prevista sia compresa tra il primo

semestre 2019 e il secondo semestre 2021, la data di completamento preventivata possa essere ritardata di un semestre, senza impatti economici (ovvero diminuzione di premi o aumento delle penalità).

In attuazione del TIQE, con la delibera 1° dicembre 2020, 500/2020/R/eel, sono stati determinati gli interventi eleggibili a premio e/o a penalità mirati a 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 e alla caduta di piante per eccessivo carico nevoso. Detti interventi sono stati selezionati dalle imprese distributrici partecipanti al meccanismo incentivante nel 2020 (Areti, Azienda Reti Elettriche, e-distribuzione, Ireti, Servizi a Rete, Set Distribuzione e Unareti) e inclusi nelle Sezioni "Resilienza" dei Piani di Sviluppo 2020-22 (Piani Resilienza 2020-22).

In attuazione del TIQE, con la delibera 22 dicembre 2020, 563/2020/R/eel, sono stati determinati premi per tre imprese distributrici (Areti, Ireti e Unareti), complessivamente pari a 4,3 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2019 e approvati dall'Autorità con la delibera 534/2019/R/eel. La stessa delibera ha disposto il proseguimento del procedimento nei confronti di e-distribuzione per permettere alcuni approfondimenti istruttori.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

In attuazione del TIQE, con la già citata delibera 462/2020/R/eel, sono stati assegnati a e-distribuzione premi pari a 0,6 milioni di euro, relativi alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW

Con la più volte menzionata delibera 462/2020/R/eel, sono stati assegnati premi pari a 0,4 milioni di euro, relativi alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW.

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

Le "colonne montanti" degli edifici costituiscono la porzione terminale della rete di distribuzione di energia elettrica situata all'interno degli edifici e consentono di raggiungere i misuratori collocati presso le singole unità abitative.

Con la delibera 12 novembre 2019, 467/2019/R/eel, l'Autorità ha disposto l'avvio di una regolazione sperimentale di durata triennale finalizzata all'ammodernamento delle colonne montanti dei distributori situate all'interno degli edifici condominiali, acquisendo inoltre informazioni ed elementi utili alla messa a regime di un quadro regolatorio stabile e sostenibile, a partire dal 1° gennaio 2023.

Al fine di favorire la diffusione e la conoscenza delle opportunità offerte dalla regolazione, l'Autorità ha predisposto nel proprio sito istituzionale una pagina internet contenente una serie di domande e risposte e gli atti di due *webinar* tenutisi nei giorni 18 febbraio e 23 novembre 2020, per aggiornare i soggetti interessati dalla regolazione sperimentale (amministratori di condominio) sulle attività poste in essere dai distributori di energia elettrica di maggiori dimensioni al fine di darne attuazione, in particolare nel facilitare il contatto e l'avvio dell'iter procedurale con gli amministratori di condominio e nel coinvolgere anche le figure professionali interessate all'esecuzione delle opere edili ed elettriche negli edifici.

Con la delibera 3 novembre 2020, 432/2020/R/com, sono state introdotte misure straordinarie collegate all'emergenza epidemiologica anche per la regolazione sperimentale triennale riguardante l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici, il cui termine è stato posticipato di sei mesi, dal 31 dicembre 2022 al 30 giugno 2023.

Qualità e *output* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, è stato approvato il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQ.TRA), che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di Energia non servita di riferimento (ENSR), calcolato su base nazionale e oggetto di verifica da parte dell'Autorità.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 27 ottobre 2020, 405/2020/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2019 con particolare riferimento all'indicatore ENSR. Con la successiva delibera 15 dicembre 2020, 540/2020/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 13,64 milioni di euro in relazione al miglioramento dell'ENSR per l'anno 2019.

Regolazione individuale delle micro-interruzioni per i clienti finali della RTN alimentati in alta e altissima tensione

In attuazione delle disposizioni del TIQ.TRA, con il documento per la consultazione 21 luglio 2020, 279/2020/R/eel, e a seguito di quanto già prospettato nel documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in materia di regolazione individuale delle micro-interruzioni, eventi costituiti dall'insieme dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie.

In esito a tale consultazione, con la delibera 9 dicembre 2020, 524/2020/R/eel, è stata introdotta la regolazione individuale delle micro-interruzioni per un esiguo numero di clienti finali della RTN (Rete di trasmissione nazionale) alimentati in alta e altissima tensione che hanno partecipato alla fase preliminare di monitoraggio delle micro-interruzioni, che ha avuto luogo nel periodo 1° luglio 2017-30 giugno 2019. Tra le disposizioni introdotte rilevano, in particolare:

- il concetto di responsabilizzazione dei clienti finali connessi a reti elettriche in alta e altissima tensione nei confronti delle micro-interruzioni; detti clienti devono provvedere a rendere immuni le proprie apparecchiature dai buchi di tensione di minore profondità e durata;

- standard specifici – differenziati per livello di tensione e coerenti con i livelli effettivi di micro-interruzioni osservati nella fase preliminare di monitoraggio – in relazione ai buchi di tensione di maggiore profondità e durata e alle interruzioni transitorie;
- indennizzi automatici in caso di superamento degli standard specifici, a carico di Terna e a favore dei clienti finali;
- un meccanismo sperimentale di compartecipazione dell'impresa distributrice agli indennizzi erogati al cliente finale nei casi di buchi di tensione che vengono resi ancor più severi da malfunzionamenti delle apparecchiature dell'impresa distributrice;
- l'effettuazione di una nuova fase di monitoraggio delle micro-interruzioni nel corso del 2022, avente l'obiettivo di intercettare un più vasto interesse dei clienti finali della RTN alimentati in alta e altissima tensione alla tematica delle micro-interruzioni, e la previsione che, qualora l'adesione alla nuova fase di monitoraggio fosse ancora molto limitata, la regolazione individuale delle micro-interruzioni si concluderà alla fine del corrente periodo di regolazione e non verrà più rinnovata.

Altri *output* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Il documento per la consultazione 15 settembre 2020, 335/2020/R/eel, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità relativamente all'introduzione di modifiche straordinarie in relazione ai meccanismi incentivanti *output-based* in tema di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, definiti dalle deliberazioni 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, e 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel. In particolare, l'Autorità ha proposto di aggiornare alcune scadenze dei meccanismi incentivanti al fine di neutralizzare, per quanto possibile, gli effetti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e delle relative misure di contenimento.

In esito alla consultazione suddetta, con la delibera 3 novembre 2020, 436/2020/R/eel, l'Autorità:

- ha previsto che Terna possa presentare, entro il 30 giugno 2022, istanze per l'applicazione del meccanismo incentivante per l'incremento delle capacità di trasporto tra zone di cui all'art. 44 dell'allegato A alla delibera 567/2019/R/eel, e, ove applicabile, per l'applicazione del meccanismo incentivante per l'efficienza dei costi di capitale di cui all'art. 46 del medesimo allegato A, per incrementi di capacità di trasporto realizzati anche successivamente al 31 dicembre 2023, qualora l'entrata in esercizio dell'intervento che incrementa la capacità di trasporto sia stata ritardata oltre tale data esclusivamente in ragione dell'emergenza da Covid-19;
- ha incrementato da sei a nove mesi la franchigia per l'entrata in esercizio delle opere O-NPR1 con data obiettivo dicembre 2019;
- ha fissato la scadenza per la predisposizione della seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo al 31 gennaio 2021.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Proroga di alcune tempistiche previste dalla delibera 149/2019/R/eel a causa dell'emergenza pandemica da Covid-19

L'Autorità, con la delibera 16 aprile 2019, 149/2019/R/eel, ha previsto, tra l'altro, che ai fini dell'attestazione – nel caso degli impianti di produzione da connettere alle reti di distribuzione in bassa, media e alta tensione – della conformità dei dispositivi installati e della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalla norma CEI 0-16, edizione 2019, ovvero dalla norma CEI 0-21, edizione 2019:

- nel caso di richieste di connessione presentate fino al 31 marzo 2020, la conformità alle succitate norme CEI fosse attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;
- nel caso di richieste di connessione presentate dal 1° aprile 2020, la conformità alle richiamate norme CEI fosse attestata tramite dichiarazioni redatte dai costruttori sulla base dei test report effettuati presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025, ovvero sotto la sorveglianza e responsabilità di un apposito organismo certificatore che sia accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065;
- in deroga a quanto indicato nel precedente punto, nel caso dei generatori rotanti direttamente connessi, la conformità alle predette norme CEI fosse attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del DPR n. 445/2000 anche nel caso di richieste di connessione presentate dal 1° aprile 2020.

Diverse associazioni di categoria, a seguito del manifestarsi dell'emergenza pandemica da Covid-19, hanno paventato il rischio di ritardi nella connessione e nell'entrata in esercizio di impianti di produzione la cui richiesta di connessione fosse presentata successivamente al 31 marzo 2020, a causa del fatto che l'emergenza determinava rallentamenti significativi nelle attività operative dei laboratori di terza parte accreditati e degli organismi di certificazione a essi correlati, funzionali al rilascio delle dichiarazioni di conformità alle norme CEI sopra menzionate per i dispositivi (sistemi di protezione di interfaccia, inverter, sistemi di accumulo) da installare nei medesimi impianti di produzione.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 24 marzo 2020, 86/2020/R/eel, ha posticipato di sei mesi le tempistiche inizialmente previste dalla delibera 149/2019/R/eel relative alle modalità di attestazione della conformità dei dispositivi installati in impianti di produzione e/o consumo (i già citati sistemi di protezione di interfaccia, inverter e sistemi di accumulo) e della certificazione della propria rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalle norme CEI 0-16 e 0-21 (edizioni 2019).

Sospensione di alcune tempistiche del Testo integrato connessioni attive a causa dell'emergenza pandemica da Covid-19

A seguito del manifestarsi dell'emergenza da Covid-19 e delle misure sanitarie attuate in Italia per il contenimento della pandemia, si sono determinati evidenti difficoltà e disagi con conseguenti rallentamenti nelle diverse attività relative agli iter di connessione degli impianti di produzione, siano esse in capo ai gestori di rete o ai

soggetti richiedenti le connessioni. Tali rallentamenti avrebbero potuto, quindi, causare il mancato rispetto delle tempistiche previste dal Testo integrato connessioni attive (TICA) per le diverse fasi degli iter di connessione degli impianti di produzione, comportando, in capo ai gestori di rete, l'obbligo di erogazione degli indennizzi automatici previsti dal TICA e, in capo ai soggetti richiedenti, la decadenza dei preventivi per la connessione.

Gli obblighi che il TICA impone alle imprese distributrici e a Terna sono stati classificati nell'alveo della regolazione degli standard specifici e generali di qualità e, pertanto, l'Autorità – con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/eel, e con i comunicati 11 marzo 2020 e 26 marzo 2020 – ha chiarito che il mancato rispetto di standard di carattere contrattuale e commerciale, che potrebbe derivare dalle azioni messe in atto dagli operatori per garantire le condizioni di continuità e sicurezza del servizio compatibilmente con le misure di protezione sanitaria, avrebbe potuto essere trattato come i casi di mancato rispetto per "cause di forza maggiore", con la possibilità, quindi, da parte del gestore di rete di non corrispondere all'utente gli indennizzi automatici previsti dalla regolazione vigente.

Gli interventi normativi e regolatori precedentemente descritti non avrebbero potuto produrre effetti in relazione agli obblighi che il TICA pone in capo ai soggetti richiedenti la connessione degli impianti di produzione e, pertanto, non avrebbero protetto i medesimi soggetti richiedenti dal rischio di decadenza del preventivo per la connessione associato al mancato rispetto delle tempistiche del TICA.
Pertanto, l'Autorità, con la delibera 7 aprile 2020, 123/2020/R/eel, ha stabilito che, per le pratiche di connessione pendenti alla data del 23 febbraio 2020 ovvero avviate successivamente a tale data, ai fini del computo delle tempistiche relative a:

- accettazione del preventivo per la connessione;
- avvio dell'iter autorizzativo;
- avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione,

i gestori di rete non avrebbero dovuto tenere conto del periodo temporale per il quale, ai sensi dell'art. 103, comma 1, del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18 (come convertito dalla legge 24 aprile 2020, n. 27), ovvero di eventuali successivi interventi legislativi connessi all'emergenza pandemica da Covid-19, fosse stata disposta la sospensione dei termini nei procedimenti amministrativi e degli effetti degli atti amministrativi in scadenza.

Condizioni procedurali ed economiche semplificate per la connessione degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W

L'Autorità, con la delibera 4 agosto 2020, 315/2020/R/eel, ha integrato il TICA al fine di introdurre delle modalità di connessione semplificate per gli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W – compresi gli impianti di produzione *"Plug & Play"* (cioè impianti, realizzati secondo quanto previsto dalla norma CEI 0-21, di potenza attiva nominale inferiore o uguale a 350 W che risultano completi e pronti alla connessione diretta tramite spina a una presa dedicata e visivamente identificabile rispetto alle altre prese all'interno dell'impianto elettrico dell'unità di consumo) – da installare presso punti di connessione in cui è già attivo un contratto di fornitura di energia elettrica in prelievo con potenza disponibile non inferiore alla potenza dell'impianto di produzione da connettere.

In particolare, l'Autorità, con la delibera 315/2020/R/eel, ha stabilito che:

- la connessione e l'attivazione di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W, da installare presso un punto di connessione in cui è già attivo un contratto di fornitura di energia elettrica in prelievo con potenza

disponibile non inferiore alla potenza dell'impianto di produzione da connettere, sono effettuate anche tramite una semplice procedura nella quale il richiedente trasmette all'impresa distributrice competente la Comunicazione Unica definita dall'Autorità;

- la richiesta di connessione tramite Comunicazione Unica deve essere presentata all'impresa distributrice nella cui rete insiste il punto di connessione già esistente, inviando esclusivamente la medesima Comunicazione Unica; a tal fine non deve essere versato alcun corrispettivo;
- l'invio della Comunicazione Unica all'impresa distributrice competente costituisce titolo abilitante per la connessione e l'attivazione di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W e, quindi, nessun'altra attività deve essere svolta dal soggetto richiedente al fine di connettere il proprio impianto di produzione alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- per gli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W connessi alla rete avvalendosi della Comunicazione Unica, il soggetto richiedente, tra l'altro:
  - non deve sottoscrivere alcun contratto di dispacciamento in immissione;
  - può immettere in rete l'energia elettrica eccedentaria rispetto alle necessità di autoconsumo, purché nei limiti massimi della potenza installata e comunque complessivamente non oltre gli 800 W;
  - deve rinunciare a qualsiasi remunerazione in relazione all'eventuale energia elettrica immessa in rete.

Nuovo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

L'Autorità, con delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, con efficacia dal 1° gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto-periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019; NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR2, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, ha approvato sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, sia le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore dal 1° gennaio 2020. La suddetta delibera, in sostanziale continuità con i periodi regolatori precedenti, prevede schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* per i costi di capitale. In particolare, è confermato anche per l'NPR2 un regime tariffario individuale per il gestore del sistema di trasmissione e per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, mentre per le restanti imprese distributrici è previsto un regime tariffario parametrico.

Con particolare riferimento al servizio di misura prosegue, per le imprese di maggiori dimensioni, l'applicazione di un nuovo schema di regolazione *forward-looking* per quanto attiene al riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolata per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

CAPITOLO 3

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In continuità con il precedente semiperiodo di regolazione, anche nell'NPR2 continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, in relazione alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con la delibera 28 aprile 2020, 144/2020/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2019, mentre con la delibera 12 maggio 2020, 162/2020/R/eel, sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2020.

Con delibera 5 maggio 2020, 151/2020/R/eel, sono state inoltre definite le tariffe di riferimento in via definitiva per l'anno 2019 per i servizi di distribuzione e di misura per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000 punti di prelievo.

Con delibera 22 dicembre 2020, 564/2020/R/eel, sono state determinate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali (c.d. "tariffe obbligatorie") per l'anno 2021.

Riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G

Come già indicato, per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione dello schema di regolazione *forward-looking* per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolata per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel. L'attività ha riguardato sia aspetti di manutenzione straordinaria della regolazione in considerazione degli impatti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, sia l'implementazione delle disposizioni della regolazione vigente per tre imprese distributrici.

Per quanto riguarda gli impatti dell'emergenza epidemiologica sulla regolazione dello *smart metering* 2G, sono stati adottati e pubblicati:

- la delibera 21 maggio 2020, 177/2020/R/eel;
- il documento per la consultazione 21 maggio 2020, 178/2020/R/eel;
- la delibera 11 giugno 2020, 213/2020/R/eel.

La delibera 177/2020/R/eel ha differito alcuni termini relativi alla pubblicazione dei Piani di dettaglio della fase massiva di messa in servizio dello *smart metering* di seconda generazione (2G) e alla presentazione delle richieste di ammissione al regime incentivante a partire dall'anno 2021, in considerazione dell'emergenza sanitaria da Covid-19 e del suo impatto sulle attività di misura. Con la stessa delibera l'Autorità ha altresì avviato un procedimento per la definizione di modifiche o deroghe transitorie alla regolazione dei sistemi di *smart metering* 2G connesse alle ricadute negative dell'emergenza da Covid-19, nonché per l'eventuale semplificazione del processo di presentazione ed esame delle proposte del Piano di messa in servizio che devono essere presentate dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti per l'avvio a partire dal 2021.

Il documento per la consultazione 21 maggio 2020, 178/2020/R/eel, ha presentato gli orientamenti dell'Autorità relativamente all'introduzione di modifiche transitorie delle disposizioni in materia di messa in servizio di sistemi di *smart metering* di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (2G), che si sono rese necessarie alla luce dell'emergenza sanitaria e delle misure di contrasto alla diffusione dell'epidemia.

A valle dell'analisi delle risposte alla consultazione, l'Autorità ha emanato d'urgenza la delibera 11 giugno 2020, 213/2020/R/eel, con cui:

- è stato sospeso, per l'anno 2020, il criterio di messa a regime in ciascun territorio significativamente rilevante;
- sono state previste modifiche per i Piani di dettaglio per la fase massiva per il secondo semestre 2020;
- sono state sospese per l'anno 2020 le penalità per i ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e l'applicazione della matrice *Information Quality Incentive* per la determinazione della spesa di capitale ammessa ai riconoscimenti tariffari;
- è stata prevista la possibilità, per le imprese distributrici, di proporre una revisione straordinaria del proprio Piano di messa in servizio nel corso del 2021.

Per quanto riguarda l'implementazione delle disposizioni della sopra menzionata delibera 306/2019/R/eel, sono state valutate le richieste di ammissione al regime incentivante e i Piani di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2) presentati da tre imprese distributrici.

Con la delibera 7 luglio 2020, 259/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Edyna; esso prevede:

- la messa in servizio di 312.561 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2020-2034 del PMS2;
- la prima messa in servizio di 288.690 misuratori 2G e la sostituzione di 23.871 misuratori "2G su 2G" a causa di guasti e di richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di poco inferiore a 41 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2020);
- una spesa unitaria prevista di circa 130,7 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019.

Con la delibera 21 luglio 2020, 278/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Unareti; esso prevede:

- la messa in servizio di oltre 1.376.000 misuratori 2G nell'arco del PMS2;
- la prima messa in servizio di 1.270.040 misuratori 2G e la sostituzione di circa 106.000 misuratori "2G su 2G" a causa di guasti e di richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di poco superiore a 182 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2020);
- una spesa unitaria prevista di circa 132,5 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019.

Con la delibera 28 luglio 2020, 293/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Areti; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 2.186.000 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2020-2034 del PMS2;
- la prima messa in servizio di circa 1.862.000 misuratori 2G e la sostituzione di circa 324.000 misuratori "2G su 2G" a causa di guasti e di richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di circa 300,5 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019, nell'arco quindicennale del PMS2;

- una spesa unitaria prevista di circa 137,4 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2019.

Infine, il documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 360/2020/R/eel, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità riguardo alle disposizioni in materia di messa in servizio di sistemi di *smart metering* di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (2G) per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Le disposizioni proposte per la consultazione erano finalizzate a integrare il quadro di direttive e di disposizioni per il riconoscimento dei costi per le imprese distributrici non già oggetto della delibera 306/2019/R/eel.

Reintegro degli oneri non recuperabili per il mancato incasso delle tariffe di rete

Con la delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel, ARERA ha adottato le prime disposizioni necessarie per avviare il reintegro ai distributori di energia elettrica degli oneri derivanti dal mancato incasso delle tariffe di rete. Si tratta di un primo provvedimento adottato in attuazione di quanto disposto a fine 2019 e teso a introdurre un meccanismo di copertura degli eventuali oneri connessi al verificarsi di situazioni eccezionali di morosità, che prevede di procedere a una valutazione dei crediti inesigibili dalle imprese distributrici maturati dal 1° gennaio 2016, data di prima efficacia del Codice di rete tipo in tema di garanzie e di fatturazione del servizio, approvato con delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel.

Tale meccanismo, attivabile su istanza presentata da parte del distributore, riguarda crediti afferenti all'applicazione di corrispettivi tariffari per servizi di misura, distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, corrispettivi per prelievi di energia reattiva, componenti tariffarie a copertura di meccanismi perequativi e di promozione della qualità del servizio, nonché di contributi per prestazioni specifiche.

La delibera 461/2020/R/eel ha altresì previsto:

- l'applicazione di una franchigia pari al 10% dell'ammontare complessivo dei crediti inesigibili per servizi di rete;
- che le informazioni contenute nelle istanze di partecipazione al meccanismo siano accompagnate da una relazione di una società di revisione legale, che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società e di coerenza con i dati nei conti annuali separati redatti ai sensi del Testo integrato dell'*unbundling* contabile (TIUC).

Questa prima attuazione è relativa ai crediti maturati nel corso del quadriennio 2016-2019; è stata rinviata a un successivo provvedimento la definizione di una procedura applicabile per ogni anno successivo al 2019 e che sia in grado di garantire pieno coordinamento con le disposizioni della delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, inerenti ai crediti inesigibili per oneri generali di sistema.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

Con la già citata delibera 568/2019/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva per il semiperiodo 2020-2023, prevedendo l'applicazione di nuovi limiti al fattore di potenza:

- dal 1° gennaio 2021, con riferimento ai prelievi di energia reattiva dei clienti finali in alta e altissima tensione e delle imprese distributrici;
- dal 1° gennaio 2022, con riferimento alle immissioni di energia reattiva dei clienti finali e delle imprese distributrici, per tutti i livelli di tensione.

In relazione ai nuovi limiti fissati, è stata stabilita l'applicazione dei corrispettivi aggiornati dal 1° gennaio 2022.

A seguito dell'esigenza espressa da Federacciai di posticipare l'entrata in vigore del predetto aggiornamento della regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, motivata dalle criticità di approvvigionamento dell'impiantistica necessaria agli adeguamenti richiesti dalla nuova regolazione causate dall'emergenza sanitaria conseguente alla diffusione del Covid-19, con la delibera 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel, l'Autorità ha posticipato dal 1° gennaio 2021 al 1° gennaio 2022 l'applicazione dei nuovi limiti al fattore di potenza per i prelievi di energia reattiva dei clienti finali in alta e altissima tensione e delle imprese distributrici.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Come già riferito nell'ambito della precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 568/2019/R/eel l'Autorità ha adottato alcune misure in grado di rimuovere ostacoli di carattere tariffario alla diffusione della mobilità sostenibile. Oltre all'aggiornamento della disciplina relativa alle tariffe applicabili ai punti di prelievo dedicati in via esclusiva alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, è stata avviata la costituzione di tavoli tecnici, a cui partecipano i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica, per effettuare una valutazione approfondita degli aspetti applicativi necessari all'attuazione di misure a favore dello sviluppo della mobilità elettrica.

Tali tavoli tecnici, denominati "*Focus group* sulla mobilità elettrica", sono stati inaugurati il 20 marzo 2020 con una prima riunione alla quale hanno partecipato i rappresentanti di dieci associazioni; nel corso del confronto sono state definite le linee guida per il funzionamento di questi appuntamenti ed è stato chiarito che le attività svolte si configurano come un supplemento di consultazione, mirata a valutare in modo approfondito la fattibilità di alcune delle ipotesi di lavoro presentate nelle prime due fasi di consultazione svolte nel 2019. Tali attività sono state quindi articolate in tre sottogruppi di lavoro: uno relativo alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico, uno relativo alla ricarica in luoghi "privati" (cioè non accessibili al pubblico) e uno relativo a indagini/ricognizioni i cui esiti possono risultare funzionali a entrambi i gruppi precedenti. Alla prima riunione sono seguiti, nel corso del 2020, dieci incontri dei gruppi di lavoro e due riunioni plenarie, che hanno consentito l'analisi approfondita delle ipotesi di lavoro presentate nel 2019, la messa a punto delle modalità di svolgimento di tre ricognizioni trasversali, la presentazione di studi e ricerche e la definizione dei principali aspetti applicativi dell'iniziativa sperimentale prevista dalla delibera 568/2019/R/eel. I lavori dei *Focus group* hanno visto il coinvolgimento attivo di tutte le associazioni invitate e sono stati sviluppati seguendo modalità di analisi ispirate alla metodologia AIR (Analisi di impatto della regolazione). La sperimentazione definita con la deliberazione 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel (illustrata più avanti) si è largamente giovata dell'attività del *Focus group* sulla mobilità elettrica.

Da ultimo, in tre occasioni, nel corso del 2020, l'Autorità è stata invitata a intervenire nell'ambito dei dibattiti parlamentari relativi ad alcuni disegni di legge inerenti anche ai temi della mobilità elettrica e ha quindi esposto

le proprie osservazioni nell'ambito di tre audizioni in sedi parlamentari, in occasione delle quali ha presentato: la memoria 41/2020/I/eel del 18 febbraio 2020, la memoria 300/2020/I/com del 31 luglio 2020 e la memoria 370/2020/I/com del 6 ottobre 2020. In tali occasioni si è ritenuto importante evidenziare (tra le altre cose) come, al fine di cogliere i vantaggi che la mobilità elettrica può offrire senza incorrere in rischi e inconvenienti quali, per esempio, sovraccarichi e congestioni di rete, sia opportuno che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica avvenga seguendo criteri di *smart charging*, consentendo così risparmi economici molto importanti in termini di minori investimenti necessari per adeguare le reti ai nuovi carichi indotti dalla mobilità elettrica; in tal modo si conseguirebbe altresì una netta riduzione del peso delle tariffe di rete sui costi complessivi del servizio di ricarica, nonché un ridotto impatto della mobilità elettrica sulle bollette di tutti i consumatori.

Altre attività legate all'emergenza da Covid-19

Con la delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, è stato costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) un conto di gestione straordinario, destinato a garantire il finanziamento delle iniziative a sostegno dei clienti finali dei settori elettrico e del gas e degli utenti finali del settore idrico, previste dalla normativa vigente, connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (c.d. "Conto emergenza Covid-19").

A fronte della sospensione delle attività produttive determinatasi a seguito dell'emergenza epidemiologica, con la segnalazione 23 aprile 2020, 136/2020/I/com, l'Autorità ha formulato a Governo e Parlamento ipotesi relative a misure di mitigazione della spesa dei clienti non domestici di energia elettrica alimentati in bassa tensione, ipotizzando, in particolare, di ridurre la spesa per la fornitura di energia elettrica tramite un intervento sulle voci della bolletta elettrica "Trasporto e gestione del contatore" e "Oneri generali", con un costo a carico della finanza pubblica pari a circa 600 milioni di euro.

Il decreto legge 19 maggio 2020, n. 34 (convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77), noto come "Decreto Rilancio", ha stabilito di trasferire sul già menzionato conto emergenza Covid-19 un ammontare equivalente a quello indicato da ARERA nella propria segnalazione e ha affidato alla stessa l'incarico di disporre, per i mesi da maggio a luglio 2020, una riduzione delle componenti tariffarie relative alle voci della bolletta sopra indicate, in favore dei circa 3,7 milioni di clienti connessi in bassa tensione con potenze superiori a 3 kW, diversi dai domestici, quali piccoli esercizi commerciali, artigiani, bar, ristoranti, laboratori, professionisti e servizi.

Con delibera 26 maggio 2020, 190/2020/R/eel, l'Autorità ha dato immediata attuazione alle disposizioni urgenti del "Decreto Rilancio". In considerazione della natura transitoria di quanto disposto, le modalità di attuazione sono state definite in maniera tale da minimizzare, per quanto possibile, le esigenze di adeguamento dei sistemi informativi di venditori e distributori di energia elettrica, evitando altresì di intervenire sui flussi informativi mensili dei dati di misura nei confronti del Sistema informativo integrato. Inoltre, al fine di assicurare ai clienti finali che ne hanno diritto il totale trasferimento tempestivo dei benefici delle disposizioni introdotte dal "Decreto Rilancio", sono stati definiti obblighi specifici nei confronti dei venditori per prevedere tempi certi per applicare i corrispettivi transitoriamente ridotti nelle fatture, nonché appositi obblighi di trasferimento del suddetto beneficio a tutti i contratti sottoscritti sul libero mercato.

Ulteriori attività svolte

Con le delibere 13 ottobre 2020, 373/2020/R/eel e seguenti, 20 ottobre 2020, 388/2020/R/eel e seguenti, e 27 ottobre 2020, 408/2020/R/eel e seguenti, l'Autorità ha valutato le istanze, presentate da 22 imprese distributrici di energia elettrica, per il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.2 dell'allegato A alla delibera 568/2019/R/eel, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2014-2015, per gli anni tariffari dal 2016 al 2018.

Nel corso del mese di settembre 2020, sono state raccolte dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali le istanze delle imprese distributrici che, ai sensi di quanto previsto dai commi 5.2 e 5.3 della delibera 568/2019/R/eel, hanno richiesto l'erogazione in un'unica soluzione della maggiore remunerazione legata agli investimenti incentivati spettante con riferimento alla durata residua dell'incentivazione.

Con delibera 22 dicembre 2020, 562/2020/R/com, l'Autorità ha inoltre approvato il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle politiche di comunicazione (*debranding*).

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

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite e Enel (IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi – CIP – ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481) 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.

In particolare, nel corso del 2020, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 20 ottobre 2020, 387/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 20 ottobre 2020, 398/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera 20 ottobre 2020, 400/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 20 ottobre 2020, 399/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 27 ottobre 2020, 407/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- delibera 27 ottobre 2020, 418/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;

- delibera 27 ottobre 2020, 419/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- delibera 27 ottobre 2020, 420/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 3 novembre 2020, 434/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore SEA – Società Elettrica di Favignana;
- delibera 3 novembre 2020, 430/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- delibera 3 novembre 2020, 433/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL.

Con la delibera 5 marzo 2019, 77/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato, in via definitiva a seguito dell'attività istruttoria condotta da CSEA, le aliquote di integrazione tariffaria relative agli anni dal 2009 al 2013 per SIPPIC. La società ha impugnato la delibera 77/2019/R/eel innanzi al TAR per la Lombardia. Con la sentenza 27 novembre 2019, n. 2528, il TAR ha respinto il ricorso presentato dalla società; la società ha proposto appello avverso tale pronuncia. Con sentenza n. 37 del 4 gennaio 2021, il Consiglio di Stato ha respinto l'appello della ricorrente confermando la correttezza dell'operato dell'Autorità e di CSEA.

A seguito dell'entrata in funzione del cavo che collega l'isola di Capri alla rete di trasmissione elettrica nazionale, la società SIPPIC ha cessato l'attività di produzione di energia elettrica. Con la delibera 18 dicembre 2018, 672/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato la metodologia proposta da CSEA per la determinazione delle aliquote di acconto relative alle integrazioni tariffarie di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10 a favore di SIPPIC, con decorrenza dal primo bimestre successivo al collegamento dell'isola di Capri alla rete di trasmissione elettrica nazionale e per gli anni successivi. Inoltre, con la medesima delibera, l'Autorità ha previsto l'adeguamento da parte di CSEA delle aliquote di acconto di integrazione tariffaria spettanti all'impresa, di cui alla citata metodologia, a valle della definitiva ammissione della società al regime di reintegrazione dei costi per le unità essenziali di produzione di cui alla delibera 111/06 precedentemente citata, provvedendo a scorporare dalle stesse la quota a copertura dei costi fissi e variabili relativi alla produzione elettrica. Sulla base della nuova metodologia di calcolo degli acconti, CSEA, sentita l'Autorità, ha bloccato, con comunicazione del luglio 2019, l'erogazione degli acconti per poter procedere al recupero delle somme eccedenti non più spettanti a SIPPIC; l'impresa ha impugnato la comunicazione in merito al blocco degli acconti da parte di CSEA, risultando, però, soccombente sia davanti al TAR, sia davanti al Consiglio di Stato che, con sentenza 21 dicembre 2020, n. 8189, ha confermato la correttezza dell'operato di CSEA e dell'Autorità.

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 22 settembre 2020, 346/2020/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2019 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2020, 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 l'Autorità e d'intesa con il MEF – e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa per l'approvazione del bilancio di CSEA da parte dell'Autorità prevede, per quanto riguarda gli adempimenti afferenti a quest'ultima, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale, nonché il 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 2020, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità l'aggiornamento del budget economico 2020, 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 2020, 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 346/2020/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2019 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2020 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 2020.

Oneri generali di sistema

Gli oneri generali

Come illustrato nelle *Relazioni Annuali* degli anni precedenti, a partire dal 1° gennaio 2018 le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione – A_{SOS};
- rimanenti oneri generali – A_{RIM}.

Le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} sono espresse, in generale, in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh.

Agli utenti domestici non è applicata la quota potenza, mentre la quota energia è applicata per scaglioni di consumo. Agli utenti domestici in residenza anagrafica non è applicata nemmeno la quota fissa.

La componente tariffaria A_{SOS} viene applicata in maniera distinta a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica, e, per queste ultime, a seconda della classe di agevolazione. La componente A_{SOS} è costituita da diversi elementi, applicati in maniera distinta alle diverse classi di agevolazione.

La componente tariffaria A_{RIM} viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione, e pertanto risulta indistinta rispetto alle medesime classi. Anche la componente A_{RIM} è costituita da diversi elementi.

Nelle tavole 3.1, 3.2 e 3.3 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2020, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

Le tavole non tengono conto della riduzione delle aliquote prevista nel periodo 1° maggio-31 luglio 2020 dalla delibera 190/2020/R/eel, ai sensi del decreto legge n. 34/2020, in quanto gli ammanchi di gettito derivanti dall'applicazione di tali riduzioni sono compensati da un contributo equivalente da parte del bilancio dello Stato, come previsto dal medesimo decreto legge.

TAV. 3.1 *Oneri generali*[A]

		ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A_{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
	TIPOLOGIE	TWh	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	51,62	20,84%	75,64	42,20%	23.803.331	65,11%	1.780,03	14,66%
	Non residenti	6,82	2,75%	19,49	10,87%	5.730.312	15,68%	881,65	7,26%
	Totale domestici	58,44	23,59%	95,13	53,08%	29.533.644	80,79%	2.661,68	21,92%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,82	1,94%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	257,25	2,12%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	60,75	24,53%	49,58	27,66%	6.800.945	18,60%	4.027,97	33,18%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	87,20	35,20%	24,32	13,57%	99.944	0,27%	4.083,09	33,63%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	36,49	14,73%	8,85	4,94%	1.029	0,00%	1.110,62	9,15%
	Totale non domestici	189,25	76,41%	82,76	46,18%	6.901.918	18,88%	9.478,92	78,08%
	TOTALE	247,69	100,00%	177,88	99,25%	36.435.562	100,00%	12.140,60	100,00%

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento A_{SOS6} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

TAV. 3.2 *Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni*

		CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	51,62	75,64	23.803.331	378,52	-	-	-	-
	Non residenti	6,82	19,49	5.730.312	50,00	-	-	-	-
	Totale domestici	58,44	95,13	29.533.644	428,53	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,82	n.d.	n.d.	43,09	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	60,59	49,51	6.796.930	628,81	0,16	0,07	4.016	-4,52
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	62,84	18,16	94.087	536,40	24,36	6,17	5.857	-689,08
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	11,49	3,15	696	24,82	25,00	5,71	333	-843,22
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	*0,00*	*0,00*	-	-	*0,00*	*0,00*	-	*145,63*
	Totale non domestici	139,73	70,82	6.891.713	1.233,13	49,52	11,94	10.205	-1.391,19
	TOTALE	198,17	165,94	36.425.356	1.661,65	49,52	11,94	10.205	-1.391,19

Fonte: ARERA.

TAV. 3.3 *Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{ESOS} e di agevolazioni per gli energivori)*

		A_{ESOS}				A_{RIM}			
	TIPOLOGIE	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh
Clienti domestici	Residenti	1.662,10	0,00%	0,00%	100,00%	496,46	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	866,06	74,65%	0,00%	25,35%	65,59	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	2.528,16	25,57%	0,00%	74,43%	562	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	255,57	0,00%	0,00%	100,00%	44,77	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	3.682,54	2,86%	24,71%	72,43%	969,72	7,71%	67,53%	24,76%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	3.310,22	1,10%	9,74%	89,16%	620,19	4,53%	46,66%	48,81%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	204,99	2,69%	12,85%	84,45%	87,24	7,38%	77,60%	15,02%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	*145,63*	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	7.598,94	1,97%	16,89%	81,14%	1.721,91	6,35%	58,77%	34,89%
	TOTALE	10.127,10	7,95%	12,61%	79,44%	2.283,96	4,79%	44,31%	50,91%

Fonte: ARERA.

La tavola 3.4 riporta, per tipologie contrattuali nell'anno 2020, l'allocazione dei gettiti degli oneri generali distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.4 *Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)*

	TRAS		DIS		MIS		UC3 + UC6		SERVIZI DI RETE					
TIPOLOGIE	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	TOT.
Totale domestici	412	22,9%	2.095	45,2%	476	74,9%	48	36,6%	3.076	44,2%	19,6%	65,6%	15,8%	100,0%
Clienti per illumi-nazione pubblica (media e bassa tensione)	39	2,1%	67	1,5%	3	0,5%	4	3,1%	101	1,5%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illumi-nazione pubblica)	494	27,5%	1.645	35,5%	132	20,8%	55	41,7%	2.190	31,5%	7,7%	67,5%	24,8%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illumi-nazione pubblica)	639	35,6%	800	17,3%	23	3,7%	23	17,8%	1.400	20,1%	4,5%	46,7%	48,8%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	213	11,9%	27	0,6%	1	0,2%	1	0,8%	191	2,7%	7,5%	78,5%	14,0%	100,0%
Totale non domestici	1.386	77,1%	2.538	54,8%	160	25,1%	83	63,4%	3.882	55,8%	6,4%	58,8%	34,9%	100,0%
TOTALE	1.797	100,0%	4.634	100,0%	636	100,0%	131	100,0%	6.957	100,0%	12,1%	60,7%	27,2%	100,0%

Fonte: ARERA.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (conto A2)

Come in parte già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, l'applicazione dei Criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione, previsto inizialmente per gli anni 2013-2016, è stata successivamente prolungata, con modifiche, fino all'anno 2020, per le difficoltà connesse all'elaborazione da parte di Sogin di un programma a vita intera delle attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari adeguato ai fini della definizione dei criteri di efficienza economica per il successivo periodo di regolazione.

Nel corso del 2020, in particolare, con la delibera 28 maggio 2020, 194/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto per l'anno 2020 una sostanziale estensione dei Criteri di efficienza economica 2013-2016, integrati in relazione all'esigenza di tutela dell'utente elettrico, con disposizioni ancora più focalizzate a contenere nel breve termine gli oneri nucleari.

CAPITOLO 3

Con la delibera 28 luglio 2020, 290/2020/R/eel, sono state applicate, in sede di determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per l'anno 2019, le disposizioni di cui alla delibera 29 ottobre 2019, 440/2019/R/eel, che, come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, prevede l'annullamento di tutti i margini che i Criteri di efficienza economica riconoscono a Sogin, qualora l'avanzamento dei progetti strategici risulti insufficiente, condizione che nei fatti si è poi verificata.

L'anno 2020 ha tuttavia segnato una svolta, in quanto, in data 30 giugno 2020, Sogin ha trasmesso la documentazione relativa al Programma a vita intera della commessa nucleare (PVI 30 giugno 2020), corredato di un documento metodologico per la misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare (Documento sull'avanzamento).

Il PVI 30 giugno 2020 è stato elaborato da Sogin tenendo conto delle Linee guida sviluppate dalla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, ai sensi di quanto previsto al punto 17 della delibera 194/2020/R/eel, ed è risultato formalmente completo in relazione alle richieste di approfondimento e integrazione di cui al punto 2 della delibera 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel, e delle successive richieste ai sensi della delibera 440/2019/R/eel. Il Documento sull'avanzamento contiene, invece, una proposta articolata in relazione alla misurazione dell'avanzamento fisico di tutte le attività rilevanti della commessa nucleare (non solo quelle di tipo realizzativo, ma anche di ingegneria, *licensing* e committenza) e costituisce un importante passo avanti per il controllo di efficacia della medesima commessa.

Con la delibera 27 ottobre 2020, 417/2020/R/eel, l'Autorità ha, pertanto, avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari al fine di rivedere e integrare i Criteri di efficienza economica 2013-2016 per il periodo di regolazione successivo all'anno 2020 (terzo periodo di regolazione), individuando, nell'ambito del più generale obiettivo di efficienza ed efficacia del processo di *decommissioning*, gli obiettivi specifici da perseguire nello sviluppo del nuovo quadro regolatorio:

- responsabilizzare Sogin in relazione al rispetto dei programmi, superando, tra l'altro, la distinzione tra cause endogene e cause esogene (ferma restando la gestione di eventi imprevedibili ed eccezionali);
- proseguire l'efficientamento dei costi di struttura e responsabilizzare Sogin in relazione anche ad altre voci di costo attualmente non soggette a *cap*;
- ripensare la logica incentivante della regolazione, prevedendo, tra l'altro, modalità di riconoscimento dei costi che non consentano a Sogin di conseguire dei margini nei casi in cui la programmazione delle attività di *decommissioning* venga significativamente disattesa;
- includere nella regolazione le attività non realizzative, ma cruciali per l'avanzamento delle attività;
- semplificare e razionalizzare la classificazione dei costi, rafforzando, allo stesso tempo, la responsabilità di Sogin nell'efficientamento della politica e della gestione del personale (compreso l'incentivo all'esodo), nonché di tutti i costi relativi alla gestione della sede centrale e dei siti;
- incentivare Sogin a politiche di valorizzazione dei siti e delle competenze, che comportino anche ricadute favorevoli in termini di riduzione del peso della commessa nucleare ricadente sulle bollette dei clienti italiani, per esempio attraverso meccanismi di *sharing* dei margini ottenuti sulle attività terze.

La delibera 417/2020/R/eel ha altresì stabilito di definire un'adeguata durata per il terzo periodo di regolazione, che preveda la possibilità per Sogin di rivedere i programmi solo dopo un congruo numero di anni, nonché di aggiornare i criteri di separazione contabile, di cui all'allegato B della delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08, nel corso del primo anno del terzo periodo di regolazione (2021), con l'obiettivo di una loro applicazione in forma aggiornata a partire dal 1° gennaio 2022.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 417/2020/R/eel, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 17 novembre 2020, 464/2020/R/eel. L'orientamento principale dell'Autorità è che il terzo periodo di regolazione abbia durata di sei anni e sia articolato in due semiperiodi triennali; per ogni semiperiodo si farebbe riferimento al Piano a vita intera (PVI), che non verrebbe rivisto per l'intero arco triennale del semiperiodo (salvo eventi imprevedibili ed eccezionali); tale impostazione rientra nel più generale approccio *forward looking* della regolazione infrastrutturale, secondo le indicazioni del Quadro strategico dell'Autorità (Obiettivo strategico OS.20). A fronte di questo orientamento principale, nel documento per la consultazione 464/2020/R/eel si prevede anche una seconda opzione, con durata quadriennale del periodo regolatorio e articolazione in due semiperiodi biennali.

Ulteriori elementi caratterizzanti sono:

- una significativa semplificazione nella classificazione dei costi, cui corrispondono diversi trattamenti regolatori;
- la misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare, con indici di avanzamento anche a livello dei singoli siti e delle singole *task*, a loro volta articolate nelle fasi di progettazione, autorizzazione, committenza e realizzazione;
- per le fasi di realizzazione, un incentivo al rispetto delle previsioni di costo indicate nel PVI, tramite un meccanismo di *sharing* della differenza (in più o in meno) tra il costo effettivo e il costo previsto delle attività realizzative (normalizzati in relazione all'avanzamento effettivo, secondo il metodo *Earned Value* – EV);
- un meccanismo innovativo che modula il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) in relazione alla differenza tra avanzamento complessivo delle attività di *decommissioning* effettivamente raggiunto e avanzamento previsto nel PVI 30 giugno 2020; in caso di significativo ritardo dell'avanzamento fisico, gli eventuali margini insiti nel meccanismo del *cap* non verrebbero lasciati all'impresa, mentre in caso di sostanziale rispetto della pianificazione l'*X-factor* verrebbe ridotto, fino ad annullarlo;
- nel caso in cui si opti per una durata del periodo di regolazione di sei anni, l'introduzione di un meccanismo di flessibilità, che consiste nel ridurre progressivamente le soglie di rispetto dell'avanzamento di cui al precedente punto man mano che il triennio avanza;
- sempre nel caso di durata del periodo regolatorio di sei anni, il documento per la consultazione propone inoltre un meccanismo di premialità di un rilevante obiettivo previsto dal PVI per il triennio; in ogni caso, si prevede comunque l'abbandono del sistema delle *milestone* utilizzato nei primi due periodi di regolazione;
- l'attivazione di meccanismi di trasparenza per introdurre incentivi a carattere reputazionale, grazie alla pubblicazione sul sito internet di Sogin degli obiettivi principali del programma di *decommissioning* e dei livelli di avanzamento effettivi a fronte di quelli previsti, senza pregiudizio per la sicurezza degli impianti, dei lavoratori e dei cittadini.

Infine, viene sostanzialmente mantenuto il meccanismo di sharing dei ricavi imputabili alla commessa nucleare, includendo anche aspetti attualmente non previsti come la valorizzazione di tecnologie sviluppate per il *decommissioning*, e si propone di assoggettare a sharing anche i margini delle attività svolte per terzi, attualmente esclusi dalla regolazione.

Nel corso del 2020, con la delibera 6 ottobre 2020, 359/2020/A, l'Autorità ha altresì approvato la stipula di un Protocollo di intesa con l'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN) per instaurare "*nell'ambito delle rispettive competenze, un rapporto di collaborazione finalizzato al perseguimento degli interessi pubblici cui sono orientate le rispettive missioni istituzionali*". Detto Protocollo prevede che "*In sede di prima at-*

tuazione, la collaborazione avrà ad oggetto l'analisi del Piano a vita intera del decommissioning degli impianti elettronucleari, inclusa la realizzazione del Deposito nazionale".

Da evidenziare che i primissimi giorni del 2021 hanno finalmente segnato una svolta anche nell'iter per la localizzazione e la realizzazione del Deposito nazionale per i rifiuti radioattivi. Infatti, il 5 gennaio 2021 Sogin, acquisito il 30 dicembre 2020 il previsto nulla osta da parte dei ministeri competenti, ha pubblicato la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI) e ne ha informato l'Autorità in data 7 gennaio 2021.

Ciò ha consentito all'Autorità di avviare un'istruttoria ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico (cfr. delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel).

Oneri in capo al conto A3

Gli oneri posti in capo al conto A3 di competenza dell'anno 2020, in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, hanno subito un significativo incremento rispetto a quanto registrato nell'anno precedente, come evidenziato nella tavola 3.5.

Detto incremento è in buona parte riconducibile agli effetti della significativa riduzione del PUN registrata nei primi mesi dell'anno in relazione all'emergenza Covid-19 che ha colpito l'Italia. La riduzione del PUN ha, infatti, un effetto di segno opposto sugli oneri in capo al conto A3 di competenza sia del medesimo anno sia, in prospettiva, per l'anno successivo, relativamente al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi, per i quali l'onere da sostenere in un anno risente della media del PUN registrata nell'anno precedente.

TAV. 3.5 *Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro*

ONERI DI COMPETENZA	2019		2020	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6[1]	21	0,18%	0	0,00%
Ritiro certificati verdi	6	0,05%	6	0,05%
Conversione CV in incentivi	2.614	22,88%	2.613	21,84%
Fotovoltaico	5.924	51,85%	6.145	51,36%
Ritiro dedicato	28	0,25%	72	0,61%
Tariffa omnicomprensiva	1.908	16,70%	2.065	17,26%
Scambio sul posto	136	1,19%	164	1,37%
FER incentivi amministrati	561	4,91%	677	5,65%
Altro	4	0,03%	3	0,03%
Totale rinnovabili	11.202	98,04%	11.745	98,17%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	168	1,47%	144	1,20%
Oneri CO_2 assimilate	49	0,43%	75	0,63%
Copertura certificati verdi assimilate	7	0,06%	0	0,00%
Risoluzione CIP6	0	0,00%	0	0,00%
Totale assimilate	224	1,96%	219	1,83%
TOTALE ONERI A3	11.426	100,00%	11.964	100,00%

(1) È inclusa anche l'energia prodotta dalla quota non biodegradabile dei rifiuti.

Fonte: ARERA.

A tale aggravamento del fabbisogno degli oneri si aggiunge l'effetto di un peggioramento dei flussi di cassa in entrata del conto A3, per la contrazione dei prelievi di energia elettrica.

Nel breve termine, la liquidità dei conti di gestione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali è apparsa, comunque, sufficiente per la regolare gestione dei medesimi conti.

Per quasi tutto l'anno 2020, pertanto, l'Autorità non ha modificato il livello della componente tariffaria A_{SOS} (e, nel complesso, degli oneri generali di sistema del settore elettrico).

Solo in sede dell'aggiornamento tariffario del quarto trimestre del 2020 l'Autorità ha proceduto a un primo adeguamento al rialzo della componente tariffaria A_{SOS}, controbilanciato, tuttavia, da una equivalente riduzione dell'elemento A_{ARIM} della componente tariffaria A_{RIM} (cfr. delibera 29 settembre 2020, 349/2020/R/com).

Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica

Con la delibera 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel, che fa seguito al documento per la consultazione 17 settembre 2019, 375/2019/R/com, l'Autorità ha previsto che la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), denominata "elemento RE_{TEE}", non sia più applicata al gas naturale prelevato per alimentare le unità di produzione termoelettriche ai fini della successiva immissione di energia elettrica, ma direttamente ai clienti finali elettrici.

Tale disposizione ha l'obiettivo di evitare che il trasferimento delle richiamate componenti sui prezzi dell'energia elettrica, attraverso le offerte presentate dalle unità termoelettriche e accettate nei mercati dell'energia, comporti distorsioni e conseguenti inefficienze, a livello sia nazionale sia internazionale (il meccanismo dei titoli di efficienza energetica non è, infatti, presente negli stati confinanti, nei quali, pertanto, i produttori termoelettrici non sostengono il relativo costo), e, in ultima analisi, costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico (che si troverebbero a sostenere costi più alti rispetto a quelli strettamente derivanti dal meccanismo dei TEE).

Dal punto di vista operativo, si prevede che tutti i produttori termoelettrici continuino a pagare le componenti RE e RE_T, come avviene già oggi, con la possibilità di presentare al GSE un'istanza di rimborso (totale o parziale), basata su apposita documentazione in grado di certificare l'assetto impiantistico e i parametri di funzionamento. Il rimborso è riferito alla parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (elemento RE_{TEE}), limitatamente alla quantità di gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete.

Inoltre, è stato assegnato al GSE il compito di consultare l'Autorità e sottoporre al suo giudizio, per approvazione:

- le modalità tramite cui i produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete possono presentare richiesta finalizzata alla restituzione della parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (elemento RE_{TEE});
- le modalità di calcolo della quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE}, ai sensi e nel rispetto dei principi espressi nel provvedimento (in sintesi, tali principi consistono nel

definire opportuni algoritmi differenziando le diverse casistiche che si possono presentare, garantendo efficacia ed economicità delle procedure, nonché nell'utilizzare, ove possibile, informazioni già in possesso del GSE ovvero procedure già implementate per altre finalità);
- le modalità di gestione della restituzione degli importi spettanti ai produttori ammessi al beneficio, prevedendo che tale restituzione avvenga generalmente su base mensile;
- l'entità dei contributi *una tantum* e annuali che dovranno essere corrisposti dai produttori ammessi al beneficio, a copertura dei costi operativi del GSE, affinché i costi di queste attività non gravino sui clienti finali.

Infine, con la delibera 96/2020/R/eel, l'Autorità ha definito una serie di tempistiche relative alle attività propedeutiche che devono essere svolte affinché il diritto alla restituzione dell'elemento RE_{TEE} decorra, per i produttori che ne fanno richiesta e che hanno i requisiti, dal 1° luglio 2021.

A seguire, con la delibera 15 dicembre 2020, 548/2020/R/com, l'Autorità ha:
- approvato, con modifiche, il Regolamento operativo, trasmesso dal GSE;
- previsto che, nell'ambito dei provvedimenti per l'aggiornamento dei valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a partire dalle determinazioni di competenza dal 1° luglio 2021, sia individuata separatamente la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T corrispondente all'elemento RE_{TEE};
- previsto che, con la medesima decorrenza di cui al precedente punto, nell'ambito dei provvedimenti per l'aggiornamento dei valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, sia fissata la parte ΔUC_7 dell'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM}, il cui gettito è destinato ad alimentare direttamente il "Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale", ai fini di compensare gli importi restituiti dal GSE ai produttori termoelettrici beneficiari.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, l'Autorità ha adottato la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, integrata con successive delibere, con cui, tra l'altro, sono date disposizioni a CSEA, sia per la gestione del periodo transitorio relativo alla prima applicazione sia per la situazione a regime, per le attività di raccolta dei dati e di predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Nel corso del 2020, con il documento per la consultazione 28 maggio 2020, 191/2020/R/eel, l'Autorità ha illustrato la proposta di integrazione dell'attuale disciplina per la formazione e la gestione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore"), tramite l'istituzione di una "sessione suppletiva" dedicata alle imprese che non rispettano (per cause a loro non imputabili) il termine perentorio attualmente previsto per la presentazione della dichiarazione necessaria all'avvio del procedimento di aggiornamento dell'elenco per l'anno successivo. Il documento ha illustrato altresì le modalità di riscossione della contribuzione posta a carico delle imprese per la copertura dei costi amministrativi sostenuti per la gestione di tale meccanismo.

In esito a tale consultazione, con la delibera 16 giugno 2020, 217/2020/R/eel, è stata introdotta un'apposita sessione suppletiva per l'ammissione di eventuali dichiarazioni tardive rispetto ai termini perentori per l'invio previsti dalla regolazione, integrata da misure proporzionate che hanno posto in capo all'impresa ritardataria il maggiore

onere che la gestione di una tale sessione comporta sia in termini di costi amministrativi, sia in termini di ritardo e appesantimento delle attività connesse con i procedimenti di riconoscimento delle agevolazioni avviati nei confronti delle imprese che hanno presentato le autodichiarazioni in modo tempestivo.

Nel dettaglio, la delibera 217/2020/R/eel ha previsto per le imprese che accedano alla sessione suppletiva per l'ammissione tardiva al regime di agevolazione:

- una maggiorazione del contributo ordinario richiesto alle imprese da CSEA per la copertura dei costi amministrativi sostenuti per la gestione del meccanismo agevolativo. Per ciascuna annualità, a partire dall'anno 2021, è previsto il pagamento (entro la presentazione della dichiarazione) di un contributo in quota fissa non rimborsabile a carico delle imprese che presentano, sul Portale di CSEA, la dichiarazione attestante la titolarità dei requisiti previsti dalla normativa;
- una decorrenza posticipata di un mese delle agevolazioni riconosciute in tale sessione suppletiva, in modo da tenere conto anche dei ritardi che la sessione determina sulle attività connesse ai procedimenti relativi alle autodichiarazioni pervenute tempestivamente;
- l'introduzione di un termine comunque perentorio per poter accedere alla sessione suppletiva. Decorso tale termine, in assenza delle previste dichiarazioni, decade, per l'anno di riferimento, il diritto al riconoscimento delle agevolazioni di cui al decreto ministeriale 21 dicembre 2017;
- in caso di accertamento di pagamenti in misura non conforme, la mancata regolarizzazione entro 60 giorni dall'invio della contestazione all'impresa da parte di CSEA comporterà l'automatica decadenza della dichiarazione e delle agevolazioni eventualmente già godute, con obbligo di restituzione delle stesse.

È stato inoltre previsto di attivare, in via eccezionale, una sessione suppletiva per l'agevolazione di competenza per l'anno 2020, al fine di dare la possibilità alle imprese aventi titolo alle agevolazioni di presentare la dichiarazione per l'anno 2020 con riconoscimento dal 1° febbraio 2020 in caso di accertamento dei requisiti richiesti.

Per quanto concerne le modalità di copertura dei costi amministrativi sostenuti da CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco degli energivori, per ciascuna annualità di competenza *n* è stata prevista l'applicazione di un contributo in quota fissa a carico delle imprese che presentano sul Portale la dichiarazione attestante la titolarità dei requisiti previsti dalla normativa, indipendentemente dalla classe di agevolazione alle stesse assegnata, in modo da riflettere i costi di natura istruttoria che ciascuna impresa deve sostenere indipendentemente dalla propria dimensione, dal settore di attività, dal numero di PoD o dalla classe di agevolazione assegnata; la suddetta modalità di ripartizione dei costi amministrativi sostenuti da CSEA su tutte le imprese ha altresì il vantaggio della semplicità di applicazione e può essere rivista annualmente.

Infine, è stato dato mandato a CSEA di procedere, con proprie circolari, previa informativa al Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità, ad apportare le modifiche operative per l'accesso al Portale in modo da favorire lo snellimento del processo, in particolare attraverso la digitalizzazione di tutta la documentazione necessaria.

Come previsto dalle delibere dell'Autorità, con la determina DIEU 18 settembre 2020, 16/2020, è stato aggiornato il prezzo di riferimento dell'energia elettrica di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del decreto ministeriale 21 dicembre 2017, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per la competenza 2021 (quarto anno del nuovo regime di agevolazioni, di cui al decreto citato), confermando la metodologia già utilizzata per la determinazione del medesimo valore per l'anno 2018,

tenendo conto della struttura tariffaria degli oneri generali e delle ulteriori componenti definita dalle delibere 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, e 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

Con la determina DIEU 24 settembre 2020, 17/2020, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità ha introdotto interventi migliorativi nel modello per la raccolta dei dati del VAL, in particolare per adeguare il modello di calcolo del VAL tramite l'inserimento di un nuovo campo informativo, non previsto nelle precedenti dichiarazioni, che rilevi l'ammontare dell'agevolazione agli energivori "post-riforma" (ovvero, per le annualità dal 2018 in avanti). Infatti, le Linee guida prevedono che il VAL debba essere calcolato "al costo dei fattori", ovvero aggiungendo anche gli eventuali sussidi, in particolare l'agevolazione goduta (per ciascun anno del periodo triennale a cui si riferisce la dichiarazione); finora ciò era stato possibile solo con riferimento alle agevolazioni agli energivori "pre-riforma" (cioè fino all'annualità 2017). È stato pertanto dato mandato a CSEA di procedere, a partire dalla raccolta dati per la competenza 2021, alla messa a disposizione delle imprese di uno specifico modello con le modifiche e le integrazioni previste, prevedendo che le modifiche al calcolo del VAL introdotte con la sopra citata determina abbiano effetto solo per le agevolazioni di competenza 2021 e successive, e non per le agevolazioni di competenze anteriori.

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 16 marzo 2021, l'energia complessivamente agevolata nel 2020 è pari rispettivamente a poco più di 52 TWh, per un totale di 9.687 punti di prelievo (di cui oltre 3.750 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.6).

TAV. 3.6 *Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2020*

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	4.016	39,3%	161	0,3%
Media tensione	5.857	57,4%	24.365	49,2%
Alta e altissima tensione	333	3,3%	24.995	50,5%
TOTALE	10.205	100,0%	49.521	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 nuovo regime per il 2020 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 16 marzo 2021) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.517 imprese (su 3.682) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 78% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.109 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 22% del volume di agevolazioni (Tav. 3.7).

TAV. 3.7 *Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{SOS} nel 2020*

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	1.993	290,8	20,9%
FAT.2	69	8,8	0,6%
FAT.3	47	10,6	0,8%
VAL.x	1.573	1.081,1	77,7%
TOTALE	3.682	1.391,3	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Regolamenti europei per il mercato elettrico

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.8.

TAV. 3.8 *Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019*

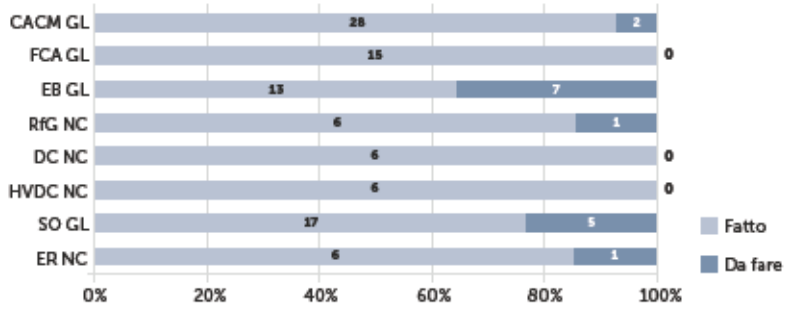
	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	*Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM GL)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	*Forward capacity allocation guideline* (FCA GL)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	*Electricity balancing guideline* (EB GL)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	*Requirements for generators network code* (RfG NC)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	*Demand connection network code* (DCC NC)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	*High voltage direct current network code* (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	*System operation guideline* (SO GL)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	*Emergency and restoration network code* (ER NC)	18 dicembre 2017

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano primariamente delle regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali deve essere elaborata una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (in italiano ci si riferisce ad esse con il generico termine "metodologie"). Ne discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (le metodologie, appunto) a cura dei *Transmission System Operator* (TSO) e/o dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) che le autorità di regolazione di ciascuno Stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore e limitatamente ad aspetti di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

CAPITOLO 3

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida e codici di rete. La figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2020. Risulta immediatamente evidente come lo stato di implementazione sia sostanzialmente differente per i vari regolamenti. Le principali attività ancora da completare riguardano il regolamento EB GL (con dieci metodologie ancora da approvare) e il regolamento SO GL (con cinque metodologie ancora da approvare, di cui una finalizzata a inizio 2021). Per gli altri codici il percorso di implementazione è ormai pressoché concluso: mancano, infatti, due metodologie dal lato CACM GL (per le quali si forniscono ragguagli nel paragrafo dedicato a questo regolamento), la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi del codice RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento al codice ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del Codice di rete).

FIG. 3.1 *Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia*



Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato: alcuni documenti hanno valenza paneuropea, mentre altri coinvolgono un perimetro ristretto o il solo perimetro nazionale. Le metodologie europee sono approvate direttamente da ACER, previo parere positivo espresso dal BoR (*Board of Regulators*) con maggioranza qualificata dei due terzi: è quindi possibile adottare metodologie anche in presenza di opinioni contrarie di un ristretto gruppo di regolatori.

Le metodologie con valenza regionale sono approvate direttamente dalle competenti autorità di regolazione. A questo proposito, i regolamenti CACM GL e FCA GL fanno riferimento alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (*Capacity Calculation Regions* – CCR), ognuna rappresentante un insieme di confini fra zone di mercato per le quali è opportuno attuare un calcolo coordinato della capacità di trasporto. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria, e della CCR *Greece-Italy*, che include la frontiera con la Grecia e le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale. L'Italia è altresì attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR Core (che include l'Europa Centrale dalla Francia fino alla Romania) in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*. Con riferimento alle CCR di competenza italiana, dal 2017 sono attive piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* – e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum* –), nell'ambito delle quali sono assunte le decisioni in merito alle metodologie di competenza di queste regioni. Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che sono quindi valutate nell'ambito

dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tale proposito l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*: per questo perimetro non è prevista una piattaforma di cooperazione *ad hoc*, ma di volta in volta si attivano specifiche forme di coordinamento fra le autorità di regolazione. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche, fino a perimetri coincidenti con le aree sincrone. Anche in questo caso la modalità di cooperazione (al netto delle CCR per cui si utilizzano i forum regionali) è definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

A livello regionale è richiesta l'unanimità dei soggetti coinvolti. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO, in una sua modifica diretta a cura delle autorità di regolazione, oppure nell'invio ai TSO e ai NEMO di una richiesta di emendamenti. Nei primi due casi ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta (eventualmente con le modifiche concordate a livello regionale con le altre autorità coinvolte), mentre nel terzo caso istruisce conseguentemente i rispettivi TSO e/o NEMO (rispettivamente Terna e GME nel caso italiano). In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER, che adotta una decisione a maggioranza qualificata dei due terzi: ciò consente di superare a livello di Agenzia eventuali blocchi o veti da parte di alcune autorità di regolazione a livello regionale.

In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, il processo complessivo potrebbe richiedere fino a un massimo di sedici mesi (sei mesi per la valutazione iniziale da parte delle autorità di regolazione, due mesi per i TSO e i NEMO per accomodare eventuali emendamenti, due mesi per le autorità per valutare questi emendamenti, sei mesi per l'eventuale decisione di ACER in caso di mancata unanimità), prorogabili di altri sei su richiesta delle autorità di regolazione.

Codici di mercato

Nel corso del 2020 l'implementazione dei codici di mercato ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti FCA GL e EB GL; dal lato del CACM GL si è, invece, proceduto con il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie già esistenti.

Forward capacity allocation (FCA GL)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (con orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera, in esito ad accordi bilaterali, mentre per le zone interne al territorio nazionale l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura a oggi in vigore (CCC e CCP), in coerenza con quanto deciso al riguardo nel corso del 2017. Nell'anno 2020 l'Autorità ha approvato le metodologie regionali per il calcolo della capacità di lungo termine (annuale e mensile) su ciascun confine fra zone di mercato e per la ripartizione di detta capacità fra i

prodotti con allocazione annuale e mensile. Per la regione *Greece-Italy* il processo si è concluso con l'adozione delle delibere 1° aprile 2020, 114/2020/r/eel e 115/2020/R/eel, mentre per la regione *Italy North* la decisione è stata raggiunta a livello regionale a fine dicembre; l'Autorità ha ratificato l'adozione delle metodologie solamente a inizio 2021 con le delibere 14 gennaio 2021, 4/2021/R/eel e 5/2021/R/eel. Infine, il 2020 ha visto l'adozione da parte di ACER della metodologia per la ripartizione dei costi associati alla remunerazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (decisione 23 ottobre 2020, n. 25-2020).

Con l'adozione delle sopra citate metodologie il percorso di implementazione del regolamento FCA GL si è concluso: compito dell'Autorità è ora di monitorare l'effettiva applicazione delle metodologie e curare il loro aggiornamento periodico.

Capacity allocation and congestion management (CACM)

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocazione della capacità tramite aste implicite nell'ambito del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling* – SDAC) e infragiornaliero (con allocazione della capacità tramite negoziazione continua nel cosiddetto *Single Intra Day Coupling* – SIDC, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

L'Italia partecipa allo SDAC da febbraio 2015, nell'ambito di un progetto di implementazione anticipata del *market coupling* sulle frontiere con la Francia, l'Austria e la Slovenia (in quest'ultimo caso il *coupling* volontario è attivo dal 2011). Da dicembre 2020 è attivo anche il *coupling* con la Grecia, ultimo tassello per la completa integrazione del sistema elettrico nazionale nel *day ahead europeo*: a questo proposito, con la delibera 1° dicembre 2020, 514/2020/R/eel, sono stati positivamente verificati i relativi schemi contrattuali. Per quanto riguarda il SIDC, l'ingresso dell'Italia è previsto nel corso del 2021.

Dal punto di vista dell'approvazione delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il 2020 non ha visto particolari passi significativi: rimangono, infatti, da approvare la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità (inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata poiché l'implementazione delle metodologie di calcolo regionali sta richiedendo più tempo di quanto originariamente previsto in sede di approvazione del regolamento) e la proposta di ripartizione dei costi delle azioni correttive per la regione *Italy North* (per la quale, a seguito del mancato invio da parte dei TSO, è intervenuta a maggio 2019 la Commissione europea, dando mandato alle autorità di regolazione della regione di farsi parte diligente per trovare una soluzione di compromesso e procedere con l'adozione della metodologia; il processo è in corso e si auspica di poter finalizzare la metodologia nel 2021).

L'anno appena trascorso è stato, invece, particolarmente proficuo per chiarire alcuni aspetti inerenti all'attuazione del SIDC, soprattutto con riferimento alle attività di trasferimento delle posizioni nette (*shipping*) tra controparti centrali. Il modello di *shipping* adottato dalle parti del progetto prevede che le controparti centrali che non operano in aree confinanti debbano servirsi dell'intermediazione delle controparti centrali che operano nelle aree di transito, al fine di poter regolare le partite economiche. Poiché le parti del progetto non sono addivenute a un accordo su come disciplinare il servizio svolto dall'intermediario (*transit shipping agent*), nel febbraio 2020 hanno informato i regolatori europei chiedendo loro di prendere una decisione ai sensi dell'art. 68, comma 6

del CACM. Dopo un faticoso processo di convergenza, nel quale ARERA ha svolto un ruolo di coordinamento, i regolatori hanno raggiunto un accordo unanime, che l'Autorità ha finalizzato con la delibera 13 ottobre 2020, 382/2020/R/eel, con il quale è stato chiesto alle parti del progetto SIDC di protrarre temporaneamente l'adozione del meccanismo di *transit shipping* fino a quando non verrà individuata dai regolatori la soluzione a regime, in base a proposta congiunta delle parti del progetto.

Per quanto riguarda lo SDAC, si sono invece registrati passi avanti relativamente ai tasselli necessari per il completamento dell'integrazione a livello europeo: a dicembre 2020, come già detto, si è avviato il *coupling* fra Italia e Grecia, propedeutico all'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria previsto per maggio 2021. Rimane ancora da completare l'accoppiamento fra i progetti 4M MC (comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia) e MRC (comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia), per il quale il 2020 ha visto l'adozione di una nuova *timeline* con *go-live* fissato per il mese di giugno.

Nel 2020 sono state altresì riviste le metodologie per il calcolo della capacità per le regioni *Italy North* (delibera 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel) e *Greece-Italy* (delibera 22 dicembre 2020, 587/2020/R/eel), per implementare in entrambe le previsioni relative al rispetto del livello minimo di capacità da offrire su ciascun confine (cosiddetta 70% *rule*) ai sensi dell'art. 16(8) del regolamento (UE) 243/2019.

Infine, nel 2020 è proseguito il processo di revisione della configurazione zonale a livello europeo lanciato ai sensi dell'art. 14 del regolamento (UE) 243/2019. ACER, con la decisione 26 novembre 2020, n. 29-2020, ha approvato i criteri per la valutazione delle zone di mercato e ha dato mandato ai TSO di condurre delle analisi preliminari sui prezzi nodali propedeutiche alla definizione, sempre a cura dell'Agenzia, delle configurazioni zonali alternative da valutare. Il processo coinvolge l'Italia limitatamente alla sola zona Nord, mentre le altre zone sono esentate, avendo l'Autorità e Terna condotto nel 2018 un processo di revisione concretizzatosi nella configurazione zonale approvata dall'Autorità a marzo 2019 ed entrata in esercizio il 1° gennaio 2021.

In merito ai futuri sviluppi del regolamento CACM, il 20 gennaio 2021 la Commissione europea ha inviato ad ACER una richiesta di raccomandazione di proposte ragionate di emendamento al regolamento. Le proposte dell'Agenzia, elaborate con il contributo dei regolatori nazionali, verranno sottoposte a consultazione pubblica nel corso del primo semestre del 2021 e inviate alla Commissione nel terzo trimestre dell'anno.

Balancing (BAL GL)

Il regolamento (UE) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra TSO e quelli di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Nel corso del 2020 sono state finalizzate e approvate le principali metodologie che costituiscono la base del mercato di bilanciamento europeo, con l'istituzione delle piattaforme per lo scambio, le regole per il *pricing* e il *settlement* dell'energia di bilanciamento. In particolare, nel mese di gennaio, con le decisioni 24 gennaio, nn. 2-2020 e 3-2020, ACER ha approvato le metodologie per i quadri di implementazione per le piattaforme di scambio di energia di bilanciamento, rispettivamente, da *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) e da *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR). L'avvio ufficiale di tali piattaforme di scambio è previsto entro 36

mesi dall'approvazione delle rispettive metodologie, sulla base dei progetti di riferimento PICASSO[4] e MARI[5], che sono in fase di sviluppo da alcuni anni da parte dei TSO. Nel mese di giugno, con la decisione ACER 24 giugno 2020, n. 13-2020, è stata inoltre approvata la metodologia per il quadro di attuazione di una piattaforma per il *netting* dello sbilanciamento (*Imbalance Netting*). Tale metodologia completa i quadri di attuazione delle quattro piattaforme per lo scambio di energia di bilanciamento previste dal regolamento *Balancing*.

La decisione ACER del 24 gennaio 2020, n. 1-2020, ha invece approvato la metodologia, comune a tutte le piattaforme, che stabilisce i criteri per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento scambiata su tali piattaforme, mentre con le decisioni del 15 luglio 2020, nn. 16-2020 e 17-2020, sono state approvate la metodologia per la classificazione degli scopi di attivazione delle offerte di energia di bilanciamento e la metodologia per il *settlement* degli scambi intenzionali di energia tra TSO.

Sempre con riferimento a metodologie paneuropee, ACER ha inoltre approvato la lista dei prodotti standard per lo scambio di capacità di bilanciamento (decisione 17 giugno, n. 11-2020), la metodologia per l'allocazione co-ottimizzata della capacità di scambio transfrontaliera (decisione 17 giugno, n. 12-2020) e, non meno importante, la metodologia per l'armonizzazione dei criteri per la valorizzazione degli sbilanciamenti (decisione 15 luglio, n. 18-2020).

Nei processi relativi alle decisioni paneuropee, l'Autorità ha partecipato attivamente, insieme agli altri regolatori nazionali, ai dibattiti con ACER e con i TSO, per raggiungere il massimo consenso in sede di *Board of Regulators* e favorire la finalizzazione e l'adozione di metodologie in linea con i principi della regolazione europea, tutelando al tempo stesso le peculiarità della disciplina nazionale.

In ambito regionale, l'Autorità ha cooperato con tutti i regolatori dell'area sincrona dell'Europa continentale per finalizzare l'approvazione delle metodologie per il *settlement* degli scambi non intenzionali di energia, dei volumi scambiati nel processo di contenimento della frequenza e dei periodi di rampa, di cui agli artt. 50(3) e 51(1) del regolamento *Balancing* (delibera 9 giugno 2020, 210/2020/R/eel), nonché con i regolatori delle CCR *Italy North* e *Greece-Italy*, relativamente alle metodologie per l'allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione di riserve. Riguardo a queste ultime, l'attività ha previsto la formulazione e l'invio di due richieste di emendamento consecutive, per ciascuna metodologia in discussione. Essendo al vaglio dei regolatori due proposte di metodologia per ciascuna regione, i regolatori hanno formalizzato in totale otto richieste di emendamento (quattro per regione), ratificate a livello nazionale attraverso le delibere 7 luglio 2020, 262/2020/R/eel e 263/2020/R/eel, 22 dicembre 2020, 588/2020/R/eel, e 26 gennaio 2021, 24/2021/R/eel[6].

Sul fronte nazionale, l'Autorità ha infine approvato la richiesta di deroga al termine per l'applicazione di un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti, inviata da Terna ai sensi dell'art. 62 del regolamento *Balancing* (delibera 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel). Tale deroga sposta il termine per l'applicazione del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti al 1° gennaio 2025.

4 Cfr. il link www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso.
5 Cfr. il link www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari.
6 Nonostante la delibera sia del gennaio 2021, la decisione unanime assunta con i regolatori della regione è avvenuta nel dicembre 2020.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti, entrati in vigore nel secondo semestre del 2017, stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione tanto negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL) quanto in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Per quanto attiene al regolamento SO GL, nel 2020 sono state approvate dall'Autorità le metodologie relative all'*LFC block* Italia concernenti le azioni per il contenimento delle deviazioni di frequenza e i criteri di dimensionamento della riserva secondaria (delibera 3 giugno 2020, 202/2020/R/eel), e la proposta di Terna per lo scopo e la finalità dello scambio di dati fra utenti della rete, TSO e imprese distributrici (delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel). Sono altresì proseguiti i lavori per l'adozione, a livello dell'area sincrona *Continental Europe*, delle proprietà addizionali per la regolazione di frequenza, conclusasi con l'approvazione unanime a inizio 2021 (per quando di competenza dell'Autorità si veda la delibera 16 febbraio 2021, 54/2021/R/eel).

Sono state, infine, approvate le metodologie regionali per il coordinamento delle analisi di sicurezza della rete (delibera 4 agosto 2020, 322/2020/R/eel, per la regione *Italy North* e delibera 14 luglio 2020, 271/2020/R/eel per la regione *Greece-Italy*) con annessa designazione del relativo *Regional Security Coordinator* (RSC), segnatamente Coreso e TSCNET a rotazione per la regione *Italy North* e SEleNe CC per la regione *Greece-Italy* (Terna è azionista diretto di Coreso e SEleNe CC).

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa limitato ricorso a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti, circoscritto solamente all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite le modifiche al Codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019. Il 2020 è stato, invece, dedicato a chiarire alcuni aspetti rimasti in sospeso nel Codice di rete: in particolare, con la delibera 4 agosto 2020, 324/2020/R/eel, è stato introdotto un meccanismo premiale per la promozione dell'adeguamento tempestivo degli impianti di generazione inclusi nel servizio di riaccensione, mentre con la delibera 3 novembre 2020, 446/2020/R/eel, sono stati definiti i criteri per la determinazione dei prezzi per il *settlement* del servizio di dispacciamento in condizioni di sospensione delle attività di mercato. A fine 2020 è stato altresì posto in consultazione un meccanismo premiale per l'adeguamento tempestivo degli impianti di generazione con riferimento all'installazione dei dispositivi PSS (*Power System Stabilizer*) rilevanti per il piano di difesa del sistema elettrico: il meccanismo ha trovato approvazione nei primi mesi del 2021 con la delibera 9 febbraio 2021, 44/2021/R/eel.

Infine, con riferimento alla gestione della rete giova evidenziare come il regolamento (UE) 943/2019 abbia rafforzato il ruolo dei *Regional Security Coordinator* trasformandoli in *Regional Coordination Centre* (RCC), con maggiori competenze e un perimetro di operatività non più limitato alla sola CCR, ma esteso alle cosiddette *System Operation Regions* (SOR). A tale proposito ACER, con la decisione 6 aprile 2020, n. 10-2020, ha definito la configurazione delle SOR sulla base della quale i TSO hanno proposto alle competenti autorità di regolazione l'istituzione dei relativi RCC. L'Italia è inserita direttamente nella SOR *Central Europe* per il tramite della zona Nord: l'Autorità ha partecipato al processo di decisione in merito all'istituzione del relativo RCC, conclusosi a inizio 2021 (si veda la delibera 2 febbraio 2021, 33/2021/R/eel) con la nomina degli RSC esistenti come futuri RCC con operatività prevista da luglio 2022. Le altre zone italiane costituiscono, invece, una interfaccia fra la SOR *Central Europe* e la SOR SEE (comprendente Grecia e Bulgaria): per tali zone Terna dovrà coordinarsi direttamente con uno degli RCC attivi in queste regioni per l'esecuzione dei vari *task* previsti dal regolamento (UE) 943/2019. Le relative modalità sono ancora in fase di predisposizione.

CAPITOLO 3

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RFG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che eserciscono collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza necessità di alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al paragrafo sulle connessioni e l'accesso alla rete.

Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Consultazione dello schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2020

L'Autorità, con il comunicato del 7 maggio 2020, ha avviato la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2020 ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e sulla base di quanto disposto con la delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, prevedendo la scadenza della consultazione il 7 luglio 2020.

Come di consueto, contestualmente al comunicato, è stata pubblicata la documentazione del Piano di sviluppo (per esempio, documento principale di Piano, allegati con schede sull'avanzamento dei progetti dei piani precedenti, incluse le analisi costi benefici, tabella di sintesi, allegato metodologico, documento di descrizione degli scenari e dati di scenario, informazioni fornite dai promotori di *merchant line*) e il *format* per l'invio delle osservazioni.

Considerati i vincoli imposti dalle disposizioni per la limitazione della diffusione del Covid-19, l'Autorità ha cercato di assicurare la massima partecipazione durante il processo di consultazione e di garantire un'opportunità di confronto tra il gestore della rete e i soggetti interessati, richiedendo a Terna di rendere disponibile una presentazione addizionale sui principali contenuti del Piano.

Come di consueto, i soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire a Terna quesiti specifici sullo schema di Piano decennale, entro il 3 giugno 2020. Il 15 giugno Terna ha organizzato un *webinar* pubblico sul Piano di sviluppo 2020, in cui ha fornito risposte ai quesiti presentati.

Nove soggetti (AIGET, Anie Energia, Edison, Elettricità Futura, Enel, Energia Libera, Eni, EP Produzione e Regione autonoma Sardegna) hanno presentato osservazioni allo schema di Piano, che sono state rese pubblicamente disponibili, assieme alle risposte e alle controosservazioni di Terna.

Valutazione degli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020

Con il parere 22 dicembre 2020, 574/2020/R/eel, l'Autorità ha espresso la propria valutazione sugli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2019 e 2020.

In particolare, l'Autorità ha espresso parere favorevole a interventi per i quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell'Autorità su precedenti schemi di Piano:

- intervento di interconnessione 220 kV Italia-Austria, codice 204-P;
- intervento HVDC Centro Sud-Centro Nord, codice 436-P, chiedendo anche, nei prossimi Piani di sviluppo, di anticipare la data di entrata in esercizio, attualmente prevista al 2030;
- intervento HVDC Sicilia-Sardegna, parte del progetto codice 723-P.

L'Autorità ha anche richiesto che:

- l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P, sia separato dal primo polo e posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale;
- il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I, sia posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Inoltre, l'Autorità ha rilasciato il nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a esclusione dei due progetti sopra indicati e a ulteriore condizione che:

- per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei, che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
- l'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P, sia separato dall'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Sardegna e sia oggetto di approfondimenti, a valle di un'analisi da effettuare da parte di Terna entro il 30 aprile 2021, senza pregiudizio per l'avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti, anche alla luce delle semplificazioni introdotte dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 (di conversione del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76).

Infine, nel parere 22 dicembre 2020, 574/2020/R/eel, l'Autorità:

- ha espresso valutazione negativa sulla metodologia per il calcolo del beneficio B13 (resilienza), come proposto nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2019, e sulle metodologie per il calcolo dei benefici B20 (anticipo sulla fruizione dei benefici) e B21 (*visual amenity* preservata/restituita), come proposte nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2020, e ha stabilito di richiedere a Terna di aggiornare o rimuovere tali categorie i beneficio nei futuri Piani di sviluppo;
- ha previsto che Snam Rete Gas e Terna rendessero pubblico l'aggiornamento del documento congiunto di de-

scrizione degli scenari, da applicare nei Piani 2021 di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale e di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, entro il 31 gennaio 2021.

Unificazione e ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale

Facendo seguito a quanto previsto con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, in materia di premialità per la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale, nel documento per la consultazione 15 settembre 2020, 336/2020/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali in materia di aggiornamento della remunerazione dei costi relativi alle reti dei proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale, al fine di garantirne la piena coerenza con il costo efficiente delle infrastrutture sottostanti. L'appendice A al documento per la consultazione ha presentato la proposta metodologica di Terna per l'identificazione dei parametri funzionali al calcolo della remunerazione (aggiornata) dei titolari terzi.

Con il parere 22 dicembre 2020, 575/2020/R/eel, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole in merito all'inclusione nell'ambito della rete della trasmissione nazionale della *merchant line* a 150 kV Tirano (IT)-Campocologno (CH), come già previsto con delibera 28 settembre 2007, 244/07, in accordo alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive del 21 ottobre 2005.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Fonti rinnovabili

Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile

L'art. 42-*bis* del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162 (nel testo modificato dalla legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8) ha definito modalità e condizioni ai fini dell'attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e della realizzazione di comunità di energia rinnovabile, come prima attuazione degli artt. 21 e 22 della direttiva 2018/2001/UE e nelle more del completo recepimento della medesima. Il citato art. 42-*bis* ha anche previsto che l'Autorità dovesse adottare i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione delle disposizioni ivi riportate, assegnandole alcuni compiti specifici.

L'Autorità, con la delibera 4 agosto 2020, 318/2020/R/eel e il relativo allegato A, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 1° aprile 2020, 112/2020/R/eel, ha definito le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo ovvero di condivisione nell'ambito di comunità di energia

rinnovabile[7] ai sensi dell'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019. Al "servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa", definito con la delibera 318/2020/R/eel e il relativo allegato A, possono accedere i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente[8] e le comunità di energia rinnovabile[9].

Più in dettaglio, l'Autorità ha introdotto un modello regolatorio "virtuale" che consiste nel:

- continuare ad applicare la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni in autoconsumo collettivo ovvero nelle comunità di energia rinnovabile, in tutte le loro parti (connessioni, scelta del proprio venditore, *switching* ecc.), garantendo ai soggetti interessati tutti i diritti attualmente salvaguardati;
- prevedere che per poter accedere alla regolazione stabilita sia necessario presentare apposita richiesta al GSE;
- prevedere che la predetta regolazione comporti sul piano economico la restituzione, da parte del GSE, di alcune componenti tariffarie, al fine di valorizzare l'energia elettrica oggetto di autoconsumo in funzione dei benefici da esso derivanti. Più in dettaglio, nel caso di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili presso edifici o condomini, viene restituito, per ogni ora:
  - il prodotto tra la parte variabile delle tariffe di trasporto (0,822 c€/kWh nell'anno 2020) e una quantità di energia elettrica pari al minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione ammessi dal decreto legge n. 162/2019 e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai punti di connessione facenti parte del medesimo edificio o condominio nella titolarità di clienti finali appartenenti al gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente o che hanno rilasciato la liberatoria per l'utilizzo dei propri dati di misura;
  - il prodotto tra il coefficiente delle perdite evitate (1,2% in MT o 2,6% in BT), il prezzo zonale orario e una quantità di energia elettrica pari al minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti ammessi e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai punti di connessione di cui sopra e connessi a un livello di tensione uguale o inferiore al livello di tensione dell'impianto di produzione.

  Nel caso di comunità di energia rinnovabile, è restituito per ogni ora il prodotto tra la parte variabile delle tariffe di trasporto (0,822 c€/kWh nel 2020) e una quantità di energia elettrica pari al minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione ammessi e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai punti di connessione facenti parte della medesima comunità.

Il modello regolatorio "virtuale" consente:

- di estendere a più soggetti i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta, evitando che debbano essere implementate soluzioni tecniche o societarie ovvero realizzate nuove reti elettriche private per ottenere tali benefici;

7 L'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa) è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile.

8 Un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio, mentre un autoconsumatore di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti ubicati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'impianto di produzione dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. L'autoconsumatore di energia rinnovabile può realizzare, in autonomia o congiuntamente a un produttore terzo, una configurazione di Sistema efficiente di utenza (SEU) o Altro sistema di auto-produzione (ASAP), ai sensi del Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel), nel rispetto delle relative definizioni.

9 Una comunità di energia rinnovabile è un soggetto giuridico:

- che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità stessa;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

- a ogni soggetto partecipante, di modificare le proprie scelte, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo sia in relazione alle scelte di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- di mantenere separata evidenza dei benefici associati all'autoconsumo (che non dipendono da fonti, tipologia di reti elettriche e/o assetti societari) e degli incentivi espliciti (che, in quanto tali, possono essere opportunamente calibrati in funzione delle fonti e/o delle tecnologie); questi ultimi sono stati successivamente definiti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 settembre 2020;
- di garantire trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendere parte a iniziative collettive, ivi inclusa la salvaguardia dei relativi diritti, e di essere facilmente adattabile per ogni futura esigenza.

Dal punto di vista operativo, l'Autorità, con la delibera 318/2020/R/eel e il relativo allegato A:

- ha puntualizzato le modalità di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- ha definito le modalità e le tempistiche di erogazione del servizio;
- ha definito gli obblighi informativi dei gestori di rete verso il GSE, in particolare determinando le modalità di messa a disposizione dei dati di misura dell'energia elettrica relativi a punti di connessione trattati orari e a punti di misura non trattari orari e per i quali sono stati definiti opportuni criteri da adottare;
- ha definito le modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa e le modalità della relativa rendicontazione all'Autorità;
- ha dato mandato al GSE di predisporre e trasmettere all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo eventualmente necessari per l'applicazione delle disposizioni regolatorie, denominato "Regole tecniche per il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa". Queste sono state verificate positivamente, con alcune modifiche, dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (DMEA) dell'Autorità, con la determina 10 dicembre 2020, 6/2020;
- ha esteso le disposizioni, già esistenti per il servizio di scambio al posto, per la verifica del rispetto delle tempistiche per l'invio al GSE, da parte dei gestori di rete, dei dati di misura e delle informazioni necessari.

Attuazione delle disposizioni del decreto legge n. 34/2020 in materia di impianti fotovoltaici che accedono al Superbonus e modifica dei criteri per l'individuazione delle unità di produzione

L'art. 119, commi 5, 6, 7, 16-*bis* e 16-t*er*, del decreto legge n. 34/2020 (come modificato dalla legge di conversione n. 77/2020) prevede che, per l'installazione su edifici di impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica ai sensi dell'art. 1, comma 1, lettere a), b), c) e d), del regolamento di cui al DPR 26 agosto 1993, n. 412, ivi compresa anche l'installazione contestuale o successiva di sistemi di accumulo integrati nei medesimi impianti fotovoltaici:

- la detrazione fiscale prevista dall'art. 16-*bis*, comma 1, del DPR 22 dicembre 1986, n. 917 (Testo unico delle imposte sui redditi – TUIR), spetta, per le spese sostenute dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2021, nella misura del 110% (c.d. Superbonus), fino a un ammontare complessivo delle stesse spese non superiore a 48.000 € e comunque nel limite di spesa di 2.400 € per ogni kW di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (e nel limite di spesa di 1.000 € per ogni kWh di capacità di accumulo dei sistemi di accumulo), da ripartire tra gli aventi diritto in cinque quote annuali di pari importo;
- l'accesso al predetto Superbonus è subordinato alla cessione in favore del GSE, secondo le modalità previste per il ritiro dedicato (attualmente regolato dalla delibera 6 novembre 2007, 280/07 e dal relativo allegato A),

dell'energia elettrica non autoconsumata in sito ovvero non condivisa, ai sensi dell'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019, per l'autoconsumo collettivo.

Il combinato disposto dei provvedimenti precedentemente descritti impone ai produttori che vogliono accedere al Superbonus dei vincoli in relazione alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dalla porzione di impianto di produzione che accede al medesimo. In alcune casistiche, tali vincoli impongono la necessità di prevedere che per la porzione di impianto di produzione si debba necessariamente costituire una nuova unità di produzione (UP).

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 22 dicembre 2020, 581/2020/R/eel, al fine di dare attuazione alle disposizioni relative al Superbonus, nonché di permettere che, in generale, ciascuna sezione di un impianto di produzione in grado di funzionare in maniera autonoma e indipendente dal resto del medesimo impianto di produzione e in grado di essere autonomamente misurata possa formare una singola UP, ha previsto che:

- Terna modifichi i criteri per l'individuazione delle UP e sottoponga tali cambiamenti all'approvazione dell'Autorità;
- la convenzione, siglata tra il GSE e il produttore, di ritiro dedicato nel caso di accesso al Superbonus abbia, in deroga all'attuale disciplina e al fine di essere coerente con l'applicazione dei benefici fiscali, una durata di cinque anni solari a decorrere dall'anno di entrata in esercizio dell'intervento oggetto di accesso ai medesimi (impianto fotovoltaico, nuova sezione di impianto fotovoltaico, sistemi di accumulo) e, successivamente, qualora il produttore dovesse decidere di continuare ad accedere al ritiro dedicato, abbia, come attualmente previsto dalla delibera 280/07 e dal relativo allegato A, una durata annuale solare e tacitamente rinnovabile;
- sia modificato il Testo integrato scambio sul posto (TISP, allegato A alla delibera 26 novembre 2012, 570/2012/R/efr), al fine di permettere che al servizio di scambio sul posto possano accedere anche singole UP (e quindi non l'intero impianto di produzione), fermo restando che per ciascuna UP sia possibile misurare l'energia elettrica prodotta e che i limiti di potenza per accedere al medesimo servizio continuino a essere riferiti alla potenza complessiva dell'impianto di produzione;
- il GSE adegui l'istanza e la convenzione di ritiro dedicato e l'istanza e la convenzione di scambio sul posto al fine di dare attuazione alle nuove disposizioni regolatorie previste.

Ulteriori disposizioni di attuazione del decreto interministeriale 4 luglio 2019: approvazione della procedura per la verifica di trasparenza e non discriminazione delle attività svolte dal GSE nei confronti di progetti per i quali svolge attività di supporto e approvazione dei contratti-tipo

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 4 luglio 2019 ha definito gli incentivi e le relative modalità di accesso per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili eolica (impianti eolici *on-shore*), idrica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica.

Il decreto, tra l'altro, ha previsto:

- all'art. 3, comma 12, che non possono essere ammessi ai meccanismi di incentivazione i progetti e gli impianti di produzione per i quali il GSE abbia svolto o si sia impegnato a svolgere attività di supporto, anche in termini

di analisi di impatti ambientali e socio-economici, fatti salvi quelli per cui le attività di supporto del GSE sono rese disponibili in maniera trasparente e non discriminatoria a tutte le categorie di soggetti potenzialmente interessati, nonché i progetti e gli impianti di produzione di pubbliche amministrazioni, limitatamente a quelli ammissibili alle procedure di incentivazione a registro;

- all'art. 22, comma 4, che l'Autorità, tra l'altro, adotti le disposizioni necessarie per rendere disponibili le misure per l'attuazione delle disposizioni previste dall'art. 3, comma 12, del decreto stesso;
- in relazione al titolo contrattuale che regola i rapporti tra il produttore e il GSE ai fini della regolazione economica delle tariffe incentivanti, di rimandare genericamente a quanto previsto dall'art. 24, comma 2, lettera d), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, secondo cui gli incentivi sono assegnati tramite contratti di diritto privato tra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto di produzione, sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità.

Con particolare riferimento alle disposizioni necessarie per rendere disponibili le misure per l'attuazione delle disposizioni previste dall'art. 3, comma 12, del decreto interministeriale 4 luglio 2019, l'Autorità, con la delibera 30 luglio 2019, 341/2019/R/efr, ha, tra l'altro, dato mandato al GSE affinché elaborasse una proposta, da sottoporre all'approvazione dell'Autorità stessa, finalizzata a definire le procedure che possano permettere di verificare il rispetto di quanto previsto dal medesimo art. 3, comma 12.

L'Autorità, con la delibera 28 gennaio 2020, 16/2020/R/efr, ha approvato la proposta trasmessa dal GSE, recante la definizione delle procedure che possano permettere di verificare il rispetto di quanto previsto dall'art. 3, comma 12 richiamato.

Con particolare riferimento alla predisposizione dei contratti-tipo per regolare le modalità di erogazione da parte del GSE degli incentivi previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019, il GSE, partendo dai contratti-tipo predisposti in relazione ai precedenti meccanismi incentivanti e già approvati dall'Autorità, ha provveduto a redigere i nuovi contatti-tipo e a porli in consultazione.

L'Autorità, con la delibera 5 maggio 2020, 155/2020/R/efr, ha infine approvato tali contratti-tipo.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione relativa alla ricarica privata dei veicoli elettrici

Con la delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, è stata implementata la misura prevista dall'art. 5, comma 7, della già citata delibera 568/2019/R/eel, tesa a facilitare la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico nelle fasce orarie notturne e festive. Tale provvedimento prevede di sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici (di prima e seconda generazione) installati presso i clienti alimentati in bassa tensione (BT), domestici o non domestici, offrendo, a parità di spesa e nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva, in cui la rete elettrica è normalmente meno congestionata.

Più in dettaglio, la delibera prevede di incrementare fino a 6 kW la potenza disponibile nella fascia oraria F3 solo a punti di connessione con potenza contrattualmente impegnata compresa tra 2 e 4,5 kW e laddove sia certificata l'installazione e la connessione elettrica al misuratore elettronico di un sistema di ricarica per veicoli elettrici dotato di requisiti minimi tali da garantire una connettività di base, che consenta una comunicazione bidirezionale con attori esterni (per esempio aggregatori). Si ritiene che tale iniziativa possa consentire di sfruttare al massimo, pur senza compromettere la sicurezza, la disponibilità di potenza già oggi prelevabile da un altissimo numero di punti di prelievo in bassa tensione e risultare sinergica anche con le misure introdotte con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 gennaio 2020 per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica.

La delibera, inoltre, incarica la società GSE, nel regime di avvalimento di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, di predisporre un presidio organizzativo funzionale a svolgere molte delle attività necessarie all'attuazione della sperimentazione, quali la ricezione e la gestione delle richieste di adesione provenienti dai clienti, l'attivazione dei flussi informativi necessari al coinvolgimento delle imprese di distribuzione, l'effettuazione di verifiche e controlli a campione e la redazione di rapporti periodici di sintesi delle attività svolte e dei risultati conseguiti.

CAPITOLO 4

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS

SETTORIALE

CAPITOLO 4

Unbundling

Regolazione dell'*unbundling*

Per la trattazione di questo argomento si rinvia a quanto esposto nel primo paragrafo del Capitolo 3 del presente Volume: la disciplina dell'*unbundling* funzionale illustrata in quella sede a proposito del settore elettrico riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto

Approvazione del programma di adempimenti predisposto da TAP AG secondo la decisione finale di certificazione della stessa in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale

Con la delibera 15 settembre 2020, 334/2020/R/gas, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha approvato il programma di adempimenti, presentato dalla società TAP AG secondo la decisione finale di certificazione della stessa in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale, nonché il candidato proposto al ruolo di responsabile della conformità.

La decisione finale di certificazione di TAP AG, adottata dall'Autorità congiuntamente con le autorità di regolazione greca (RAE) e albanese (ERE) con la delibera 7 aprile 2016, 172/2016/R/gas, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Final Joint Opinion*, è basata, tra le altre motivazioni, su una serie di adempimenti posti a carico di TAP AG, volti a garantire progressivamente il rispetto da parte della società dei requisiti di indipendenza prescritti dal capo IV della direttiva menzionata, tra i quali rientrano il compito di aggiornare, entro la data di avvio delle operazioni commerciali, il programma di adempimenti, già approvato dall'Autorità con la delibera 13 febbraio 2014, 51/2014/R/gas, integrato con le misure poste a carico di TAP AG dalla medesima decisione di certificazione, nonché quello di nominare il nuovo responsabile della conformità.

Con la comunicazione dell'8 settembre 2020, TAP AG ha messo a disposizione dell'Autorità, di RAE ed ERE il nuovo programma di adempimenti e ha indicato il candidato al ruolo di responsabile della conformità.

Nel dettaglio, il programma di adempimenti inviato dalla società contiene, tra le altre, le previsioni adottate dal gestore per assicurare che sia esclusa la possibilità di comportamenti discriminatori, tra cui rilevano le misure per assicurare l'indipendenza del *management* e del personale della società nonché per assicurare il trattamento delle informazioni commercialmente sensibili; inoltre, tra le disposizioni del programma trasmesso viene anche citata la possibilità per la società di usufruire, in via eccezionale, motivata e temporanea, e previa comunicazione alle autorità di regolazione, di personale distaccato dai suoi azionisti che siano gestori di sistemi di trasporto del gas certificati.

Sulla base della documentazione fornita, dunque, l'Autorità, congiuntamente con ERE e RAE, con la citata delibera 334/2020/R/gas, ha ritenuto che il programma di adempimenti trasmesso sia conforme alle prescrizioni della decisione finale di certificazione di TAP AG e che il candidato al ruolo di responsabile della conformità indicato dalla società possieda i necessari requisiti di indipendenza e professionalità previsti dalla normativa in vigore. Inoltre, la previsione relativa al distacco del personale, in particolare, è stata ritenuta dalle tre Autorità non in contrasto con le finalità della decisione di certificazione né di quelle della direttiva 2009/73/CE, volte a evitare comportamenti discriminatori da parte del gestore, alla luce del fatto che gli azionisti che sono gestori certificati non detengono interessi nella produzione o nella fornitura.

Avvio di procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto di gas naturale

Con la delibera 22 dicembre 2020, 570/2020/R/gas, l'Autorità ha avviato, ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'allegato A alla delibera 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, un procedimento per la ricertificazione di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria.

Tale provvedimento è stato adottato a seguito delle comunicazioni all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le società, sull'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, anche attraverso lo studio di nuove tecnologie per la produzione, il trasporto e gli utilizzi dell'idrogeno quali il *power to gas*, e dell'efficienza energetica, attraverso l'offerta di riqualificazione energetica di impianti ed edifici.

Tali operazioni comunicate da Snam comportano una modifica dell'assetto preso a riferimento dall'Autorità ai fini delle decisioni di certificazione in regime di separazione proprietaria adottate per Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas assunte, rispettivamente, con le delibere 14 novembre 2013, 515/2013/R/gas, e 20 novembre 2018, 589/2018/R/gas; nell'ambito del procedimento avviato saranno, dunque, condotti tutti i necessari approfondimenti istruttori tesi ad accertare che, nonostante le predette variazioni, l'assetto del gestore e del gruppo societario di appartenenza e le attività da questi svolte continuino a essere compatibili con il quadro normativo di riferimento europeo e nazionale.

Regolazione delle reti e del sistema del gas

Servizi di bilanciamento

L'Autorità ha implementato, già a partire dall'ottobre 2016, un sistema di incentivazione, i cui parametri sono definiti nel Testo integrato del bilanciamento (TIB – allegato A alla delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas) e perio-

dicamente aggiornati, per incentivare il responsabile del bilanciamento (RdB), ossia Snam Rete Gas, ad adottare azioni di bilanciamento efficienti, favorendo così la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

Con la delibera 18 febbraio 2020, 45/2020/R/gas, sono stati definiti i parametri numerici degli incentivi per il quarto periodo di incentivazione a partire dal 20 febbraio 2020, prevedendo l'integrazione del set di indicatori vigente nel terzo periodo con ulteriori due metriche (p4 e p5), volte a misurare, nel nuovo regime di *settlement*, l'efficienza dell'RdB nell'approvvigionamento del quantitativo di gas di sistema. Tale efficienza è misurata da:

- lo scarto tra i volumi approvvigionati e i volumi effettivamente necessari;
- l'anticipo, per quanto possibile, dell'acquisto dei volumi di gas da approvvigionare, sia in ragione della maggiore liquidità del mercato nel giorno-gas G-1 rispetto a quelle di fine giornata, sia al fine di minimizzare possibili interferenze con l'attività di bilanciamento nel giorno G.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 578/2020/R/gas, i parametri delle metriche p4 e p5 sono stati estesi a tutto il 2021.

Disciplina del *settlement*

Con la delibera 4 febbraio 2020, 28/2020/R/gas, sono state approvate ulteriori disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2015-2019, funzionali, in esito alle sessioni di aggiustamento, alla corretta gestione del gas fuoriuscito dalla rete nei casi di emergenza di servizio della rete di distribuzione o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della medesima, garantendo che i corrispettivi di scostamento non trovino applicazione in relazione a tali quantitativi. Infatti, la regolazione in ambito del *settlement*, vigente nel summenzionato periodo, non prevede specifiche disposizioni circa il trattamento del gas in tal modo fuoriuscito, con la conseguenza che esso viene ricompreso nell'ambito della differenza tra i prelievi immessi al punto di riconsegna della rete di trasporto e quelli prelevati dai clienti allacciati alla rete di distribuzione (delta^{IO}) e, pertanto, la quota parte del delta^{IO} imputabile a dette fuoriuscite, sino al 31 dicembre 2019, deve essere ripartita fra gli utenti della distribuzione (UdD) e inclusa fra il gas che è consegnato dall'utente del bilanciamento (UdB) all'utente della distribuzione. Dal 1° gennaio 2020, invece, con la nuova disciplina del *settlement*, approvata con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas e successivamente integrata con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas, la quota parte del delta^{IO} causata dalle fuoriuscite sopra menzionate è attribuita al responsabile del bilanciamento.

L'applicazione dei corrispettivi anche agli scostamenti determinati dalla quota parte di delta^{IO} riconducibile alle predette fuoriuscite incontrollate dalla rete di distribuzione potrebbe effettivamente determinare, per gli UdB e gli UdD interessati, un onere economico sproporzionato, soprattutto se la fuoriuscita di gas è avvenuta per quantitativi rilevanti di materia prima. Si è quindi ritenuto necessario integrare in tal senso le disposizioni della delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas, ai fini del conguaglio dei corrispettivi di scostamento la cui applicazione si sia determinata a causa di prelievi dalla rete di trasporto conseguenti ai casi di cui sopra, demandando all'impresa di trasporto l'individuazione di modalità gestionali efficienti e idonee a garantire la semplicità amministrativa del processo.

Nel corso del 2020 è stata adottata una serie di provvedimenti funzionali all'applicazione della nuova disciplina del *settlement*. Con la delibera 27 maggio 2020, 181/2020/R/gas, l'Autorità, alla luce dello stato dell'arte delle

attività di determinazione delle partite nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, ha previsto alcuni interventi urgenti, tra i quali rilevano:

- con riferimento al bilancio definitivo del mese di gennaio 2020, l'approvazione di disposizioni che consentono a Snam Rete Gas, tramite procedure dedicate, di acquisire direttamente dalle imprese di distribuzione il prelievo giornaliero corretto dei punti di riconsegna della rete di distribuzione (PdR) esclusi dal Gestore del Sistema informativo integrato (SII), al fine della loro contabilizzazione nell'ambito del bilancio di trasporto; sono stati, altresì, disciplinati i relativi adempimenti nella responsabilità delle imprese di distribuzione e del Gestore del SII medesimo;
- il mandato a Snam Rete Gas e al Gestore del SII di coordinarsi al fine di:
  - proporre, per la verifica dell'Autorità, i criteri per l'individuazione di prelievi anomali, risultanti dalle elaborazioni delle misure trasmesse dalle imprese di distribuzione, con pubblicazione sui siti internet di entrambi;
  - definire le tempistiche di rielaborazione straordinaria dei bilanci da febbraio ad aprile 2020, prevedendo la comunicazione sia delle anomalie riscontrate alle imprese di distribuzione, agli UdD e agli UdB, sia delle modalità seguite per la loro correzione e inclusione nell'ambito dei dati aggregati necessari all'RdB per l'esecuzione della sessione di bilanciamento, dandone evidenza sui rispettivi siti internet per le parti di competenza;
- la definizione, con successivo provvedimento, di integrazioni alle disposizioni del *settlement* volte a disciplinare, nell'ambito delle ordinarie attività nella responsabilità del Gestore del SII, la comunicazione alle imprese di distribuzione, agli UdD e agli UdB delle anomalie rilevate ai fini della loro correzione.

Successivamente, con la delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche alla disciplina del *settlement* funzionali a dare attuazione all'intervento sopra richiamato a partire dal bilancio relativo al mese di maggio 2020. Inoltre, con lo scopo di rendere più agevoli a operatori e utenti le verifiche circa i prelievi di competenza, è stato previsto di:

- ampliare le informazioni rese loro disponibili dal Gestore del SII includendo i dati dei flussi di misura trasmessi alle imprese di distribuzione e dei prelievi relativi ai PdR di competenza, determinati a partire da tali flussi;
- precisare le modalità di segnalazione di eventuali errori e incompletezze rilevati nei dati di cui al precedente punto.

Infine, sono state ottimizzate le tempistiche delle attività funzionali alla definizione dei bilanci definitivi, ampliando quelle a disposizione delle imprese di distribuzione per la comunicazione delle rettifiche, mantenendo comunque scadenze di definizione dei medesimi bilanci, a valle delle osservazioni pervenute dagli UdB, allineate a quelle attuali.

Con la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas, sono state approvate, tra l'altro, integrazioni alla delibera 17 luglio 2002, 137/02, in tema di corrispettivi di scostamento, con l'obiettivo di prevenirne l'eccessiva onerosità in caso di scostamenti ripetuti, in accoglimento delle segnalazioni pervenute, relative, da un lato, alle criticità derivanti dall'incremento del rischio per effetto dell'aumento del valore dei suddetti corrispettivi in applicazione della regolazione tariffaria di cui alla delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, e, dall'altro, alle incertezze di stima delle capacità di trasporto da richiedere dovute a diversi fattori, tra i quali, non ultimi, i possibili effetti della pandemia di Covid-19. In particolare, è stato previsto che l'ammontare massimo dei corrispettivi di scostamento applicati a un utente presso un punto di riconsegna, con riferimento all'intero anno termico, non possa essere superiore a 1,1 volte l'ammontare annuale del corrispettivo unitario di capacità nel punto di riconsegna in cui avviene lo scostamento, moltiplicato per il massimo scostamento registrato nel medesimo punto nel corso dell'anno termico.

Ai sensi dell'art. 1, comma 1.4, dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, tale disposizione non è stata sottoposta a consultazione preventiva per una incompatibilità di tempistiche, ma è stata comunque riconosciuta a tutti i soggetti interessati la possibilità di presentare osservazioni entro il 25 settembre 2020 ai sensi dell'art. 5, comma 5.2, del medesimo allegato.

Di conseguenza, con la delibera 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas, sono state approvate disposizioni in tema di corrispettivo di scostamento, facendo seguito alla succitata delibera 329/2020/R/gas. Nello specifico, è stato previsto:

- in merito alla richiesta di estendere la modifica introdotta con la delibera 329/2020/R/gas anche ai punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici, in considerazione del fatto che tali punti sono soggetti a una disciplina propria sui conferimenti, maturata in esito a uno specifico processo di consultazione, di non accogliere l'istanza e rinviare a un eventuale distinto procedimento le valutazioni del caso;
- in relazione a quanto previsto al punto 3 della delibera 17 dicembre 2019, 538/2019/R/gas, di accogliere la richiesta di applicazione a tutto l'anno termico 2019-2020, alla luce degli esiti delle procedure di *settlement* del gas per i mesi di competenza;
- che le modalità operative di dettaglio utili all'applicazione di quanto approvato in tema di corrispettivi di scostamento con la delibera 329/2020/R/gas possano essere precisate e rese pubbliche dalle imprese di trasporto, coordinandosi per quanto necessario;
- in considerazione delle tempistiche con cui si palesano i corrispettivi di scostamento mensili, nonché in considerazione della data di pubblicazione del provvedimento in esame (che fa seguito, come detto, alla delibera 329/2020/R/gas), che ogni incremento di capacità richiesto – a partire dal mese di ottobre e fino al mese di dicembre compreso – venga considerato come capacità disponibile dal 1° ottobre 2020, anche ai fini del calcolo dei corrispettivi di scostamento.

Da ultimo, con la delibera 5 maggio 2020, 156/2020/R/gas, sono state fornite disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per la corresponsione a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, di importi relativi agli esiti della quarta sessione di aggiustamento, effettuata ai sensi della delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, concernente l'anno 2018; con la delibera 19 novembre 2020, 469/2020/R/gas, sono state, invece, approvate disposizioni riguardanti gli importi relativi agli esiti della quinta sessione di aggiustamento effettuata sempre ai sensi della predetta delibera 670/2017/R/gas.

Percorso applicativo finalizzato all'attuazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 febbraio 2018, 97/2018/R/com, è stato pubblicato il documento per consultazione 8 settembre 2020, 330/2020/R/com, nel quale l'Autorità ha espresso i propri orientamenti rispetto ai profili che risultano rilevanti nei casi in cui la prescrizione a due anni abbia ricadute sui diversi operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale ai fini del *settlement*. Il documento è incentrato su una soluzione semplificata che prevede di "compensare" il venditore, in qualità di utente della distribuzione, delle partite afferenti alla materia prima per le quali il medesimo venditore non ha potuto esercitare il proprio diritto di credito a fronte della prescrizione eccepita dal cliente finale nell'ambito del contratto di fornitura. Si rimanda, per maggiori dettagli in merito al contenuto generale del succitato documento, al paragrafo

"Servizio di dispacciamento" del Capitolo 3, riguardante il settore elettrico, mentre di seguito si riporta una sintesi delle proposte per ciò che attiene al settore del gas.

Ai fini della determinazione e della gestione delle compensazioni da riconoscere agli utenti della distribuzione, il documento per la consultazione 330/2020/R/com si articola, analogamente a quanto prospettato per il settore elettrico, secondo due diverse e alternative modalità:

- in un'ottica di semplificazione dei processi, la prima opzione prevede che la compensazione sia riconosciuta direttamente all'utente della distribuzione, previa apposita richiesta, assorbendo l'eccezione della prescrizione nei confronti del proprio utente del bilanciamento, che rimarrebbe quindi del tutto estraneo al processo. In questo caso l'utente della distribuzione riceverebbe la compensazione da un Gestore della compensazione (CSEA), rimanendo però obbligato a riconoscere integralmente al proprio utente del bilanciamento il conguaglio delle partite economiche determinate in esito alle sessioni di *settlement*;
- la seconda opzione, invece, prospetta che la compensazione sia riconosciuta al soggetto a monte, ossia all'utente del bilanciamento, sempre dal Gestore della compensazione; tale soluzione richiederebbe, però, rispetto alla precedente, l'introduzione di ulteriori flussi informativi.

Il meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione presentato nel documento per la consultazione in analisi mira alla progressiva diminuzione dei conguagli derivanti da nuove misure e, a tendere, alla riduzione delle sessioni di aggiustamento, tramite l'introduzione di una forma di penalizzazione che spinga l'impresa di distribuzione a mettere in atto tutte quelle azioni utili ad anticipare nel tempo le rettifiche affinché vengano principalmente contabilizzate nell'ambito della sessione di aggiustamento annuale e sia, di conseguenza, minimizzata la correzione nell'ambito delle sessioni di aggiustamento pluriennale. Nello specifico, è stata proposta una penale da applicare ai quantitativi rettificati, nell'ambito della sessione di aggiustamento pluriennale, relativamente ai tre anni meno recenti; il valore della penale sarebbe determinato in funzione di un parametro che dovrebbe essere crescente con il ritardo di rettifica, quindi con il numero di anni che intercorrono tra quello di svolgimento della sessione e l'anno cui la rettifica si riferisce, pesando altresì l'entità dei volumi rettificati rispetto a quelli distribuiti. Ai fini della valorizzazione, è stato proposto di utilizzare un corrispettivo unitario che potrebbe essere calcolato, per esempio, come rapporto fra i costi riconosciuti in quota fissa per i servizi di distribuzione e di misura, determinati su base nazionale, e la media annuale dei volumi distribuiti su base nazionale negli ultimi quattro anni. Il valore finale della penalità applicata dovrebbe alimentare il conto istituito presso CSEA che quest'ultima, in qualità di Gestore della compensazione, utilizzerà ai fini dell'erogazione della compensazione derivante dall'eccezione della prescrizione da parte dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 23 giugno 2020, 231/2020/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione ERE (Albania) e RAE (Grecia), ha dato parere favorevole alla richiesta di prolungamento della scadenza del periodo di esenzione presentata da TAP AG. Il parere è stato trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, che, per l'Italia, è l'autorità competente per il rilascio dell'esenzione. Il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) è parte del Corridoio meridionale del gas, che trasporta in Europa il gas naturale del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan, attra-

verso il Nord della Grecia, l'Albania e il Mare Adriatico, prima di approdare nel Sud Italia, in Puglia. L'esenzione per il gasdotto TAP era stata rilasciata dal Ministero alla condizione che l'infrastruttura fosse stata operativa alla data del 31 dicembre 2020. La richiesta di TAP AG di posticipare quest'ultima scadenza (ferme tutte le altre condizioni, compresa la durata dell'esenzione, che rimane di 25 anni) è stata presentata in via prudenziale per tenere conto, tra gli altri aspetti, di possibili ritardi non prevedibili legati all'emergenza da Covid-19. La richiesta è stata successivamente ritirata dalla società poiché l'infrastruttura è diventata operativa entro i termini precedentemente stabiliti.

Sempre in riferimento al gasdotto TAP, con la delibera 10 novembre 2020, 453/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato la procedura di allocazione della capacità concorrente sui sistemi Snam e TAP, proposta congiuntamente da Snam Rete Gas e TAP AG. Con il medesimo provvedimento, è stata approvata la ripartizione di eventuali proventi di asta al punto di interconnessione di Melendugno. Ai sensi del regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism* – CAM) e del TAP *Network Code*, infatti, la società TAP AG è tenuta a trasmettere alle autorità una procedura di allocazione di "capacità concorrente". Questa tipologia di allocazione è necessaria quando la capacità in più punti di un sistema non può essere allocata indipendentemente a causa di vincoli fisici sulla rete. Il CAM prevede anche che la procedura di "capacità concorrente" sia concordata con i TSO (*Transmission System Operator*) coinvolti, nella fattispecie Snam e DESFA (TSO greco).

Con la delibera 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, l'Autorità ha definito le disposizioni relative alla disciplina del servizio di *default* di trasporto sulle reti regionali di trasporto a partire dal 1° ottobre 2020, a seguito del mancato svolgimento delle procedure per l'individuazione dei fornitori transitori.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Con la delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni inerenti alla riforma dei conferimenti di capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto, compresi i relativi flussi informativi, fissando l'entrata in vigore al 1° ottobre 2020, in coerenza con l'adozione della riforma del *settlement* partita, come già ricordato, il 1° gennaio 2020. Con la delibera 1° aprile 2020, 110/2020/R/gas, si è ritenuto opportuno rinviare l'avvio della riforma al 1° ottobre 2021, anche in considerazione delle richieste pervenute in tal senso da operatori e da associazioni di categoria, nonché per tenere conto del fatto che l'emergenza sanitaria nazionale dovuta alla pandemia di Covid-19 ha inevitabilmente prodotto un rallentamento anche delle attività a carico dei soggetti regolati dall'Autorità.

Inoltre, il comma 6.6 della suddetta delibera 147/2019/R/gas assegnava dei compiti all'impresa maggiore di trasporto inerenti ad alcune valutazioni funzionali alla determinazione di tutti i parametri necessari all'implementazione della riforma. In adempimento di quanto anzidetto, l'impresa maggiore di trasporto ha pubblicato sul proprio sito e trasmesso all'Autorità, con comunicazione 13 marzo 2020, il documento "Riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto ai sensi della delibera 147/2019/R/gas", recante gli esiti delle valutazioni effettuate. Tale documento contiene una descrizione della metodologia adottata e un'analisi della base dei dati (consumo annuo, profilo di prelievo, tipologia di trattamento) funzionali al calcolo della capacità di ciascun PdR, nonché alcune ipotesi circa l'aggregazione per zone per il calcolo del parametro zcg e circa le condizioni climatiche convenzionali da considerare per la determinazione del parametro relativo al prelievo massimo (Pmax); tuttavia, si è ritenuto che il documento non riportasse pro-

poste in merito alla soluzione ritenuta più efficiente né una valutazione degli effetti sulla capacità funzionale alla fornitura di ciascuna tipologia di cliente finale nelle varie ipotesi prese in considerazione. Pertanto, si è stabilito di ricondurre la conclusione delle valutazioni di cui al già citato comma 6.6 della delibera 147/2019/R/gas a un procedimento dell'Autorità, dando a tal fine mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale e al Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia, per le parti di rispettiva competenza, di dare corso agli adempimenti di carattere procedurale, istruttorio e organizzativo necessari a svolgere le attività a esso attinenti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 3 marzo 2020, 58/2020/R/gas, sono stati adottati alcuni correttivi alle formule con cui le imprese di stoccaggio calcolano i prezzi di riserva delle procedure competitive per il conferimento delle capacità di stoccaggio. In particolare, è stato aumentato il peso relativo delle quotazioni a termine dei prodotti quotati al PSV (Punto di scambio virtuale), rispetto a quello dei prodotti quotati al TTF (*Title Transfer Facility*), in ragione della loro aumentata rappresentatività.

Sempre in tema di offerta di capacità, ma di breve termine, con la delibera 23 giugno 2020, 232/2020/R/gas, sono state implementate le disposizioni della RTSG – la Regolazione tariffaria per il quinto periodo regolatorio 2020-2025 –, che prevede la possibilità che le imprese di stoccaggio rinuncino a una quota di ricavi garantiti beneficiando di un meccanismo incentivante potenziato rispetto a quello "ordinario". La delibera ha introdotto le necessarie modifiche al RAST (Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale, adottato con delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas) e ha identificato i ricavi cui applicare le percentuali di incentivazione potenziate prefissate, ovvero quelli relativi alla vendita dei servizi di stoccaggio di breve termine.

L'incentivazione alle imprese di stoccaggio è stata introdotta in via sperimentale già dal 2018, con l'obiettivo di favorire la messa a disposizione di capacità di breve termine e di servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni. I proventi derivanti dall'allocazione di tali capacità/servizi sono ripartiti pressoché equamente tra l'impresa e il sistema, garantendo la sostenibilità del meccanismo.

Infine, con la delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas, sono state implementate le disposizioni in materia di stoccaggio strategico previste dal decreto legge 16 luglio 2020, n. 76 (come convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120), in materia di semplificazione. Nello specifico, è stato stabilito che gli oneri derivanti dalla disponibilità di stoccaggio strategico siano coperti mediante l'applicazione di una componente addizionale della tariffa di trasporto, superando così le complessità legate alla sottoscrizione di un contratto tra imprese di stoccaggio e utenti per la sola gestione degli importi dovuti a copertura degli oneri di stoccaggio strategico.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 24 marzo 2020, 85/2020/R/gas, l'Autorità ha modificato l'art. 5 del TIRG (Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, adottato con delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas) disponendo l'anticipo del termine con il quale possano essere

definiti prodotti pluriennali di capacità per un efficiente utilizzo e accesso ai terminali di rigassificazione. Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha, inoltre, avviato un procedimento in materia di accesso al servizio di rigassificazione finalizzato:

- all'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali oltre il quindicesimo anno termico;
- all'introduzione di un prodotto di capacità di rigassificazione con opzione di rilascio o diritto di recesso e alle relative modalità di allocazione;
- alla revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, alla luce della possibilità di completa allocazione delle capacità di trasporto per periodi pluriennali;
- all'aggiornamento del prezzo di riserva per l'offerta di capacità per periodi pluriennali.

Con la delibera 5 maggio 2020, 157/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto, in linea con quanto prospettato nella delibera 85/2020/R/gas, un aggiornamento dei criteri di determinazione dei prezzi di riserva delle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, tenendo conto dei costi del servizio di rigassificazione presso i terminali europei e della stima di costo per l'accesso a capacità di rigassificazione di nuova realizzazione, coerentemente con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema in applicazione del fattore di copertura dei ricavi e di promozione della liquidità del mercato del gas.

Con il documento per la consultazione 19 maggio 2020, 170/2020/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento in materia di accesso al servizio di rigassificazione di cui alla delibera 85/2020/R/gas, prospettando:

- l'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali fino al venticinquesimo anno;
- per la revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, l'introduzione di un meccanismo a soglie che preveda un incremento dell'anticipo con il quale l'utente procede al rilascio dello *slot* di discarica in funzione del numero di *slot* già precedentemente rilasciati;
- la possibilità, per i gestori dei terminali di rigassificazione, di offrire prodotti di capacità che consentono all'utente di decidere in un momento successivo al conferimento se utilizzare la capacità o meno, a fronte del pagamento di un premio (prodotto di capacità con opzione).

Con la delibera 30 giugno 2020, 246/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), relativamente alle modalità con cui i soggetti aggiudicatari di capacità di rigassificazione, in esito alle procedure di conferimento presso il comparto OLT della PAR, effettuano la programmazione *post* sessione delle date di discarica degli *slot*.

Con la delibera 3 novembre 2020, 438/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta della società Terminale GNL Adriatico per la determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità in linea con quanto definito per il precedente anno termico e con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 576/2020/R/gas, l'Autorità ha definito, nel rispetto di quanto prospettato nel documento per la consultazione 170/2020/R/gas, le modifiche del TIRG in materia di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico, con particolare riferimento alla durata dei conferimenti e alle disposizioni relative al rilascio della capacità. Il provvedimento adotta, inoltre, disposizioni finalizzate all'applicazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'8 luglio 2020 in materia di conferimento della quota di capacità non oggetto di esenzione dei terminali di rigassificazione.

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 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2020, sono stati approvati e/o 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 la delibera 21 gennaio 2020, 67/2020/R/gas, è stata approvata la proposta di Codice della società Ital Gas Storage, sito di stoccaggio localizzato presso il Comune di Cornegliano Laudense (Provincia di Lodi) entrato in esercizio commerciale il 29 dicembre 2018;
- con la delibera 3 marzo 2020, 55/2020/R/gas, è stata approvata la proposta di Codice della società Stogit che riguarda la revisione di alcune caratteristiche dei servizi base (andamento delle prestazioni di iniezione ed erogazione nel corso dell'anno termico) e altri processi operativo-gestionali delle capacità di stoccaggio (per esempio, criteri per la conferma della riformulazione del programma giornaliero);
- con la delibera 26 marzo 2020, 97/2020/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico, che introduce la possibilità di approdo e discarica di navi metaniere di maggiori dimensioni rispetto a quelle attualmente previste e aggiorna i livelli minimi di *rating* richiesti per l'accesso al servizio;
- con la delibera 14 aprile 2020, 129/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche proposte da Snam Rete Gas finalizzate a introdurre un'opzione di anticipo delle attività di progettazione e ottenimento dei permessi per la realizzazione degli allacciamenti alla rete;
- con la delibera 12 maggio 2020, 164/2020/R/gas, sono state approvate le modifiche dei codici di rete proposte da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas, che aggiornano la specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale e nel biometano per l'immissione in rete;
- con la delibera 16 giugno 2020, 218/2020/R/gas, è stato approvato il Codice di rete del gasdotto di interconnessione TAP. Tale approvazione è giunta al termine di un processo pluriennale di interazione tra TAP AG e le tre autorità di regolazione ARERA, ERE (Albania), RAE (Grecia). Le condizioni stabilite nel Codice di rete di TAP si applicano in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti che acquisiscono capacità di trasporto sul gasdotto, inclusi quelli che dispongono della c.d. *initial capacity* (soggetta a esenzione);
- con la delibera 4 agosto 2020, 316/2020/R/gas, sono state approvate le proposte di modifica dei codici di rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia (SGI) in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto e, con riferimento alla sola Società Gasdotti Italia, anche relative alla risoluzione anticipata del contratto di trasporto in caso di mancato pagamento o perdita dei requisiti per l'accesso al servizio;
- con la delibera 4 agosto 2020, 317/2020/R/gas, è approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società GNL Italia, che recepisce le disposizioni della delibera 85/2020/R/gas che anticipano al secondo anno successivo a quello di conferimento l'inizio del periodo per il quale possono essere definiti prodotti pluriennali di capacità e introduce un corrispettivo per lo scambio di capacità tra utenti e GNL Italia differenziato in funzione dei mesi dell'anno termico oggetto dello scambio;
- con la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, con applicazione a valere dall'anno termico 2020/2021, poiché funzionale al recepimento di quanto stabilito dalla delibera 114/2019/R/gas – con la quale l'Autorità ha definito

la regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas per il quinto periodo di regolazione (2020-2023) – in relazione al superamento del precedente assetto in cui erano definite, ai fini dell'applicazione di corrispettivi di trasporto, anche le aree di uscita dalla rete nazionale di gasdotti, ossia punti virtuali aggregati di più punti fisici di interconnessione tra la rete nazionale e la rete regionale di gasdotti;

- con la delibera 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas, sono state approvate proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas ai sensi della già citata delibera 222/2020/R/gas; è stato in ogni caso ritenuto opportuno, in ragione delle criticità rilevate da utenti e operatori, e nelle more della conclusione degli approfondimenti in corso presso il Gestore del SII, nonché fino al momento in cui sarà introdotta una regolazione della qualità connessa al servizio reso dall'impresa di distribuzione nell'ambito delle procedure di *settlement*, completa di standard e di relativi indennizzi automatici, sospendere l'applicazione del corrispettivo richiesto da Snam Rete Gas per la rettifica dei dati anomali.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 1° dicembre 2020, 511/2020/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto del Ministro dello sviluppo economico del 30 settembre 2020, che istituisce un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntiva rispetto a quella derivante da 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*.

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 nel settore[1].

Il TIMMIG, tra le altre disposizioni, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME – incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas o SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente all'Autorità, per l'approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

Con la delibera 21 aprile 2020, 134/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato, ai sensi dell'art. 10.3, lettera b, del TIMMIG, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel corso dell'anno 2019 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Con la delibera 3 novembre 2020, 443/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale da parte del GME relative al 2021 e il preconsuntivo dei costi per le suddette attività eseguite nel 2020.

1 Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda alla *Relazione Annuale 2019*.

Con la delibera 1° dicembre 2020, 510/2020/R/gas, sono stati approvati, ai sensi dell'art. 7.3 del TIMMIG, i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2019 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale e i costi a preventivo per il 2021. Inoltre, l'Autorità ha aggiornato alcune tempistiche di approvazione previste dal TIMMG.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione

Qualità del servizio di trasporto del gas

A partire dal 1° gennaio 2020 sono entrati in vigore i criteri di Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT), approvati con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas. Rispetto a quanto in vigore fino al precedente periodo regolatorio, la RQTG prevede:

- l'introduzione di una più chiara distinzione tra le attività di sorveglianza e le attività di ispezione e una rimodulazione degli obblighi di frequenza minima per tali attività;
- l'introduzione dell'obbligo annuale di comunicazione del numero degli eventi che hanno dato luogo a rilascio di gas naturale in atmosfera e del volume complessivo rilasciato;
- la razionalizzazione delle disposizioni sull'allocazione dei costi e sulle responsabilità legate al servizio di trasporto alternativo mediante carro bombolaio;
- la riduzione della soglia di capacità conferita ai punti di riconsegna al di sopra della quale l'impresa di trasporto è tenuta a monitorare, con un sistema di rilevazione in continuo, il valore della pressione minima su base oraria;
- una semplificazione della regolazione sulla qualità commerciale, garantendo al contempo un miglioramento continuo delle prestazioni delle imprese di trasporto nei confronti degli utenti del servizio e dei clienti finali.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

A partire dal 1° gennaio 2020, sono entrati in vigore i criteri di Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS), approvati con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. Tali criteri prevedono, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione di obblighi di installazione, con riferimento ai nuovi pozzi di stoccaggio, di valvole di sicurezza che non sia necessario rimuovere per consentire l'effettuazione di interventi manutentivi; relativamente ai pozzi già in esercizio, l'Autorità ha previsto che l'installazione di tali valvole sia contestuale alla realizzazione di altri interventi di manutenzione straordinaria e subordinata a un'analisi dei costi e dei benefici in termini di riduzione di emissioni di gas naturale;
- l'introduzione di un obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera;
- l'introduzione di una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui le prestazioni (di erogazione o iniezione) messe a disposizione degli utenti risultino inferiori a quelle associate alle capacità conferite, in linea

con le curve prestazionali individuate con decreto del Ministero dello sviluppo economico ai sensi della normativa vigente;

- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale; è, inoltre, confermato l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata, così come sono ribaditi gli altri obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 11 febbraio 2020, 34/2020/R/gas, l'Autorità ha rideterminato per un'impresa distributrice i premi e le penalità, per l'anno 2014, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale; con la delibera 14 luglio 2020, 268/2020/R/gas, inoltre, l'Autorità ha corretto un errore materiale in relazione ai premi e alle penalità per l'anno 2016.

Con la delibera 17 marzo 2020, 65/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2015, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per tre imprese, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 5 marzo 2019, 75/2019/R/gas.

Con la delibera 12 maggio 2020, 163/2020/R/gas, l'Autorità ha stabilito i premi e le penalità, per l'anno 2016, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per tutte le imprese distributrici, a eccezione di tre imprese per cui, invece, ha sospeso e rinviato il provvedimento. Una di queste ha richiesto di essere ascoltata in audizione finale; per le altre due, interessate dagli eventi sismici del 2016, la determinazione è stata sospesa per effettuare degli approfondimenti.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 567/2020/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai predetti recuperi di sicurezza per l'anno 2017. Il provvedimento ha stabilito di rinviare a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per due imprese e ha disposto il pagamento dei premi al netto dell'anticipazione già disciplinata con la delibera 4 agosto 2020, 309/2020/R/gas.

Quest'ultima ha previsto, come di consueto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benestare rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2017, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per il 2017 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte entro il mese di ottobre 2020.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2020-2025

Con la delibera 17 novembre 2020, 463/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato i livelli di partenza e i livelli tendenziali, per gli anni 2020-2025, in materia di regolazione premi-penalità del servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'art. 42.6 della delibera 27 dicembre 2019, 569/2020/R/gas.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Anche per l'anno 2020 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzati ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 4 febbraio 2020, 27/2020/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di tre verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2018, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è accertare la corretta applicazione da parte delle imprese del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la deliberazione 3 marzo 2020, 52/2020/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributrice viene sottoposta a verifica ispettiva.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2020, 573/2020/R/gas, l'Autorità ha intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas di comunicare i dati della sicurezza e continuità e della qualità commerciale, ai sensi degli artt. 28 e 64 della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, relativi agli anni 2018 e 2019.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Tariffe per il servizio di trasporto

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG 5PRT), approvata con la delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Con la delibera 26 maggio 2020, 180/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi dell'allegato A alla citata delibera 114/2019/R/gas (RTTG 2020-2023), ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021. Con la successiva delibera 29 dicembre 2020, 597/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche alla RTTG in relazione ai criteri di determinazione e applicazione dei corrispettivi per il servizio di misura di cui alla RTTG 2020-2023, disponendo anche rettifiche ai corrispettivi già approvati per l'anno 2021.

Con la delibera 28 luglio 2020, 291/2020/R/gas, l'Autorità ha disposto un parziale riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'approvvigionamento di gas non contabilizzato (GNC) per gli anni 2018 e 2019, nei limiti in cui l'incremento del GNC riscontrato è derivato da interventi volti a migliorare la qualità e l'affidabilità della misura del gas in alcuni punti di entrata. La deliberazione ha, inoltre, disposto l'avvio di un procedimento per valutare la revisione dei criteri di riconoscimento del GNC per il periodo 2020-2023 (5PRT). Tale procedimento – nell'ambito del quale in data 3 novembre 2020 è stato pubblicato il documento per

la consultazione 437/2020/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità – si è concluso il 22 dicembre 2020 con la delibera 569/2020/R/gas, che ha disposto una revisione dei criteri di riconoscimento del GNC di cui alla RTTG 2020-2023, introducendo un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno.

GNL – Tariffe di rigassificazione

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTRG 5PR GNL), approvata con la delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Con la delibera 18 febbraio 2020, 43/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie per l'anno 2020 presentate dalle imprese di rigassificazione, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL.

Con la delibera 23 giugno 2020, 229/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per il 2021, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi per il 2019.

Tariffe di stoccaggio

La Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025 (RTSG 5PRS), approvata con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, è entrata in vigore il 1° gennaio 2020.

In data 21 luglio 2020, con la delibera 275/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2021.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), in vigore nel triennio 2020-2022.

In materia di determinazioni tariffarie, sono state approvate le tariffe obbligatorie per il 2020 per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della RTDG. Con il medesimo provvedimento, sono stati approvati per il 2020 anche gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, e l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni

di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 24 marzo 2020, 83/2020/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per gli anni dal 2009 al 2018 per la società 2i Rete Gas, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 28 maggio 2019, n. 3475, di annullamento delle delibere dell'Autorità 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas, e 20 luglio 2017, 541/2017/R/gas.

Con la delibera 1° aprile 2020, 106/2020/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2018, sulla base delle richieste di rettifica di dati pervenute entro il 15 febbraio 2020.

Con la delibera 1° aprile 2020, 107/2020/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG 2014-2019, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro il 15 febbraio 2020. Con il medesimo provvedimento è stato altresì sanato un errore materiale riscontrato nella RTDG.

Con la delibera 14 aprile 2020, 127/2020/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, sempre tenendo conto delle richieste di rettifica di dati presentate entro il 15 febbraio 2020.

Con la delibera 14 aprile 2020, 128/2020/R/gas, è stata modificata la definizione di ambito di gas diversi di cui all'art. 1, comma 1, della RTDG, prevedendo che tali ambiti siano determinati anche tenendo conto del tipo di gas distribuito; con il medesimo provvedimento, in coerenza con la modifica introdotta alla RTDG, sono state rideterminate alcune opzioni per gas diversi approvate con la già citata delibera 571/2019/R/gas.

Con la delibera 7 luglio 2020, 258/2020/R/gas, sono stati rideterminati i costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, per gli anni 2014-2016, della società Toscana Energia, a seguito della presentazione dell'istanza di riesame da parte dell'impresa distributrice.

Con la delibera 21 luglio 2020, 276/2020/R/gas, sono stati determinati e revocati gli importi di alcuni canoni di concessione.

Con la delibera 21 luglio 2020, 277/2020/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2014 al 2017 per la località Lucca-Ponte a Moriano dell'impresa distributrice GESAM Reti, a seguito dell'istanza di riesame presentata dalla medesima società.

Con la delibera 28 luglio 2020, 289/2020/R/GAS, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2017 al 2019 e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020, considerando le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da sei imprese distributrici; con la medesima delibera sono stati, inoltre, rideterminati gli acconti bimestrali di perequazione per l'anno 2020 nei confronti delle stesse imprese e corretti alcuni errori materiali presenti nella delibera 107/2020/R/gas.

CAPITOLO 4

Con la delibera 15 dicembre 2020, 544/2020/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2019, sulla base delle richieste di rettifica di dati pervenute entro il 15 settembre 2020. Sono state, inoltre, accolte due istanze di rideterminazione tariffaria con decorrenza a partire dalle tariffe di riferimento dell'anno 2019 e l'istanza di rideterminazione tariffaria d'ufficio presentata dall'impresa distributrice ButanGas con effetti a partire dalle opzioni per i gas diversi dell'anno 2020.

Con la delibera 29 dicembre 2020, 596/2020/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 per i gas diversi, di cui all'art. 70 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 2021. Con il medesimo provvedimento è stato anche fissato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

In relazione a tematiche attinenti al riconoscimento dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas:

- con il documento per la consultazione 4 agosto 2020, 312/2020/R/gas, l'Autorità, facendo seguito agli orientamenti iniziali presentati nell'ambito del documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/gas, e agli approfondimenti prospettati con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, ha illustrato i propri orientamenti finali relativamente ai criteri di incentivazione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione del gas naturale;
- con il documento per la consultazione 15 dicembre 2020, 545/2020/R/gas, l'Autorità, in attuazione del mandato di cui al punto 11 della citata delibera 570/2019/R/gas, ha illustrato i propri orientamenti riguardo ai criteri di dismissione a fini regolatori di misuratori tradizionali di classe fino a G6, sostituiti in attuazione delle direttive europee in materia e alle possibili modifiche alla RTDG, al fine di omogeneizzare i criteri di dismissione tra i misuratori di classe fino a G6 con quelli previsti per i misuratori di classe maggiore.

In relazione al riconoscimento dei costi operativi sostenuti, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle relative istanze (TEL e CON) presentate su base volontaria dalle imprese ai sensi dell'art. 29, comma 3, della RTDG 2014-2019.

Come già accennato, con riferimento agli anni 2014-2016, con la delibera 258/2020/R/gas, l'Autorità ha rideterminato i costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, della società Toscana Energia, a seguito dell'istanza di riesame da parte dell'impresa. In merito al riconoscimento tariffario dei costi operativi a consuntivo sostenuti negli anni 2017, 2018 e 2019, in coerenza con i criteri utilizzati per gli anni 2011-2016, con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) 10 luglio 2020, 13/2020 sono state definite le modalità per la presentazione delle istanze ed è stata implementata una nuova raccolta TEL e CON per gli anni 2017-2019.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 568/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato gli importi dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori sostenuti dalle imprese che hanno presentato istanza TEL e CON per gli anni 2017 e 2018, nei limiti del tetto previsto dall'art. 29, comma 2, della RTDG 2014-2019. Con la stessa delibera l'Autorità ha, inoltre, fornito a CSEA gli elementi per il calcolo del costo sostenuto per i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori da sottoporre al tetto.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 1° dicembre 2020, 501/2020/R/gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno differire di un anno le scadenze degli obblighi di messa in servizio dei misuratori del gas naturale, contenute nelle "Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi" (c.d. "Direttive *smart meter* gas", allegato A alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas), tenuto conto delle difficoltà evidenziate dagli operatori in relazione all'emergenza provocata dalla pandemia di Covid-19.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

A seguito della pubblicazione da parte dell'UNI (Ente nazionale italiano di unificazione) della specifica tecnica UNI/TS 11537:2019, l'Autorità, con la delibera 17 marzo 2020, 64/2020/R/gas, ha provveduto ad aggiornare i riferimenti normativi in materia di specifiche di qualità del biometano per l'immissione nelle reti del gas naturale contenuti nell'art. 3.2 dell'allegato A alla delibera 29 gennaio 2019, 27/2019/R/gas. Nello specifico, i gestori di rete, ai fini della definizione e della pubblicazione delle specifiche di qualità, devono fare riferimento alle disposizioni vigenti di cui:

- al decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 maggio 2018 per quanto riguarda i componenti comuni al gas naturale;
- alla norma UNI EN 16726 per quanto riguarda i componenti comuni al gas naturale non previsti dal sopra citato decreto, a eccezione dell'idrogeno, come di seguito specificato;
- alla specifica tecnica UNI/TS 11537 per quanto riguarda i componenti idrogeno, cloro e fluoro;
- alla norma UNI EN 16723-1 per quanto riguarda i componenti specifici del biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

Con il documento per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione allo sviluppo di progetti pilota di carattere sperimentale finalizzati all'ottimizzazione della gestione e all'utilizzo innovativo delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia.

Gli obiettivi generali dell'intervento, in coerenza con il Quadro strategico 2019-2021[2], consistono nel coadiuvare l'"innovazione di sistema" – ai fini della decarbonizzazione del settore e del conseguimento dei connessi target ambientali – con un approccio tecnologicamente neutrale e intersettoriale che consenta di intercettare le opportunità rese disponibili dalle nuove tecnologie.

2 Allegato A alla delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A.

Le sperimentazioni dovrebbero permettere, inoltre, di evidenziare l'eventuale presenza di condizioni – in primo luogo regolatorie, ma anche tecniche, procedurali o normative – che possano costituire un vincolo o una barriera rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni efficienti, convergenti tra i settori del gas ed elettrico, anche nella prospettiva di un utilizzo efficiente dell'infrastruttura del gas a sostegno delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e, in prospettiva, anche rispetto agli altri settori regolati dall'Autorità.

Gli obiettivi fondamentali che l'Autorità intende conseguire con le sperimentazioni sono in sintesi i seguenti:

- contribuire al conseguimento dei target ambientali di medio-lungo termine per il settore energetico;
- poter fornire indicazioni di carattere tecnologico, gestionale, normativo (ai diversi livelli) e regolatorio ai fini dell'ottimale operatività delle soluzioni individuate.

Il documento per la consultazione prospetta tre ambiti progettuali:

- metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti, quali le reti bi-direzionali (in particolare attraverso la realizzazione di cabine bi-REMI), modalità gestionali di utilizzo delle reti in funzione di accumulo (attraverso la gestione dinamica delle pressioni), metodi e strumenti per la riduzione delle perdite di gas dalle reti;
- utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di accogliere i gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, nonché applicazioni di *power-to-gas* e di *power-to-hydrogen* e attività connesse, quali quelle di cattura, sequestro e/o utilizzo dell'anidride carbonica;
- interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti, come metodi e strumenti finalizzati alla digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, nonché l'introduzione di tecnologie innovative o utilizzi innovativi di tecnologie esistenti.

In esito alla consultazione – dalla quale sono emerse indicazioni e posizioni talvolta assai eterogenee –, l'Autorità ha ritenuto di dover avviare una seconda consultazione, allo scopo di elaborare ulteriormente i propri orientamenti finali prima dell'assunzione delle delibere conclusive in materia di progetti pilota.

Piano comunitario di sviluppo delle reti

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

Valutazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto e analisi costi/benefici

In data 7 maggio 2020 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per gli anni 2019 e 2020. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 10 luglio 2020, sono state organizzate dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, due sessioni pubbliche online di presentazione e confronto sui Piani: la prima, finalizzata prevalentemente alla presentazione dei più importanti interventi contenuti nei Piani e delle principali ipotesi di scenario assunte, svoltasi il 26 maggio 2020; la seconda, di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, tenutasi il 17 giugno 2020.

Con la delibera 15 dicembre 2020, 539/2020/R/gas, l'Autorità ha espresso la valutazione sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2019 e 2020 e disposto alcune modifiche ai "Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas e per l'analisi costi-benefici degli interventi" (di cui all'allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas), resesi necessarie in relazione alle carenze informative riscontrate dall'analisi dei Piani e dei documenti a essi propedeutici.

In sede di valutazione, l'Autorità, con riferimento a singoli interventi di sviluppo, ha rilevato in particolare:

- l'insufficienza di elementi informativi o la mancata presentazione di analisi costi/benefici idonee a esprimere una valutazione completa relativamente ad alcuni interventi di sviluppo presentati dai gestori delle reti di trasporto e la necessità, pertanto, di proseguirne la valutazione nei prossimi Piani;
- nel caso di interventi di nuova metanizzazione, l'importanza di un adeguato coordinamento degli sviluppi di rete di trasporto e di distribuzione del gas, prevedendo la necessità che l'impresa di trasporto valuti gli sviluppi della rete necessari, tenendo conto delle condizioni minime di sviluppo delle reti di distribuzione previste dalla stazione appaltante, in modo da garantirne un'adeguata pianificazione, e programmi la relativa realizzazione in coordinamento con il distributore concessionario;
- la necessità di richiedere a Enura di riformulare, nei prossimi Piani, l'intervento di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna, individuando la configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale coerente con le previsioni normative introdotte dall'art. 60, comma 6, del decreto legge n. 76/2020, come convertito in legge, tenuto altresì conto degli indirizzi formulati dal Ministero dello sviluppo economico;
- l'opportunità di valutare positivamente i progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico previsti nel Piano di Snam, anche in ragione degli effetti sortiti in termini di maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali, avviando al contempo un procedimento allo scopo di individuare specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD);
- la possibilità di ricorrere a verifiche esterne indipendenti per le valutazioni degli interventi dei prossimi Piani di particolare rilevanza, o che presentino particolari criticità.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Provvedimenti in materia di gare

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2020 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e del decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale, 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 24 novembre 2020, 485/2020/R/gas, 1° dicembre 2020, 502/2020/R/gas, 503/2020/R/gas e 504/2020/R/gas, 15 dicembre 2020, 543/2020/R/gas, e 22 dicembre 2020, 571/2020/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 modificato in ultimo dall'art. 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017, n. 124, rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem (Ambito territoriale minimo) Biella, Roma 2 – Litorale Nord, Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani, Pordenone, Torino 5 – Nord Est e Cuneo 1 – Nord Ovest.

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con le delibere 25 agosto 2020, 327/2020/R/gas, 9 dicembre 2020, 525/2020/R/gas, e 22 dicembre 2020, 572/2020/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla documentazione inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011, in relazione agli Atem Trieste, Prato e Rimini.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) 18 febbraio 2020, 2/2020, in attuazione delle previsioni di cui agli artt. 23, comma 1, e 27, comma 4, dell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, sono state definite le modalità di svolgimento delle verifiche a campione inerenti alla documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti nel corso del procedimento di valutazione degli scostamenti tra valore di rimborso e RAB.

In data 15 aprile 2020, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione (DIUC) 25 luglio 2014, 13/2014, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2016, a seguito dell'emanazione delle delibere 26 novembre 2019, 486/2019/R/gas, 24 marzo 2020, 83/2020/R/gas, e 1° aprile 2020, 106/2020/R/gas, con le quali sono state rideterminate alcune tariffe di riferimento definitive per l'anno 2018.

Nella stessa data del 15 aprile 2020, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 della DIEU, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2017, a seguito dell'emanazione della delibera 1° aprile 2020, 107/2020/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2019.

Ancora in attuazione di quanto indicato nella succitata determina, il 21 aprile 2020 sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati provvisori relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2018, a seguito dell'emanazione della delibera 14 aprile 2020, 127/2020/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020.

I dati RAB vengono resi disponibili nei seguenti formati:

- modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato e comporta tuttora un'intensa attività da parte degli Uffici dell'Autorità. Tale attività prevede la valutazione della corposa documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione della complessa attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Com'è noto, tale procedimento è propedeutico a quello di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1 sono elencate, sulla base dei dati aggiornati all'inizio di marzo 2021, le 70 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 905/2017/R/gas) e nel regime semplificato individuale per Comune (di cui all'art, 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato). In totale, i Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità sono stati circa 1.495. Di questi ultimi, circa 587 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
Provincia di Udine	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-Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino

(segue)

CAPITOLO 4

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
Comune di Piacenza	Piacenza 1 – Ovest
Comune di Sondrio	Como 3 – Impianto di Cernobbio e Nord – Sondrio
Comune di Bologna	Bologna 1 – Città e impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia
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 Cuneo	Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud
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 Brindisi	Brindisi
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e impianto
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Perugia	Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Catanzaro	Catanzaro-Crotone
Comune di Venezia	Venezia 1 – Laguna veneta

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Valdagno	Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di Romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Provincia di Trento	Atem Trento
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Provincia di Vicenza	Atem Vicenza 2 – Nord-Est
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
ARPAE – Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia-Romagna	Atem Modena 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
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e dintorni a Est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud

Fonte: ARERA.

CAPITOLO 5

REGOLAZIONE NEL SERVIZIO IDRICO

SETTORIALE

CAPITOLO 5

Assetti locali e rapporti istituzionali

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel corso del 2020, ha proseguito l'attività di interlocuzione e collaborazione per il settore idrico con le istituzioni nazionali, regionali e locali, quali, in particolare, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (oggi Ministero della transizione ecologica), per quanto riguarda l'elaborazione e la condivisione dei dati tecnici ed economici, a disposizione dell'Autorità, utili all'implementazione dell'analisi economica dei piani di gestione delle acque (su cui si veda l'approfondimento al paragrafo "Rapporti con altre istituzioni ed enti" del Capitolo 2 del presente Volume), e gli enti di governo dell'ambito, per la raccolta, tra l'altro, delle informazioni funzionali al monitoraggio del processo di attuazione e consolidamento della *governance* degli assetti locali, nell'ambito dell'assiduo e proficuo rapporto già stabilmente in essere.

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164), prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (oggi Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente – ARERA) presenti alle due Camere del Parlamento 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, a partire dal 2015, ha provveduto pertanto alla redazione di specifiche Relazioni semestrali presentate alle Camere; nel corso del 2020 sono state predisposte le Relazioni 30 giugno 2020, 250/2020/I/idr, e 29 dicembre 2020, 607/2020/I/idr, evidenziando sia i miglioramenti riscontrati nella riorganizzazione della governance di settore, sia i casi (caratterizzati dalla permanenza di alcuni profili di criticità e di inottemperanza alle disposizioni normative vigenti) in cui si rinvengono ostacoli nel percorso volto alla razionalizzazione degli assetti del comparto e, più in generale, allo sfruttamento delle economie di scala a beneficio dell'utente idrico.

Nello specifico, dall'ultimo monitoraggio semestrale sugli assetti locali del servizio idrico integrato, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi EGA in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni) e consolidamento nel processo di razionalizzazione del numero degli ATO, giunti a 62 (nel 2015 si contavano 71 ATO);
- necessità di perfezionare i percorsi avviati, e proseguiti con alcune difficoltà dovute all'attuale emergenza epidemiologica da Covid-19, verso la piena operatività degli enti di governo dell'ambito, soprattutto nella Regione Molise, in cui il relativo processo di *institutional building* non ha registrato progressi nel corso degli ultimi anni;
- esigenza di prosecuzione del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale

secondo le previsioni della normativa vigente, data la presenza diffusa (seppure in progressiva e costante diminuzione) di gestori cessati *ex lege* – in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'EGA – che attualmente eserciscono il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente.

In particolare, gli approfondimenti compiuti dall'Autorità in ordine alla costituzione degli enti di governo dell'ambito, e all'effettiva operatività degli stessi, hanno messo in luce – oltre ad alcune positive evoluzioni nei percorsi intrapresi – la permanenza di contesti potenzialmente critici, seppure con elementi di differenziazione, rinvenibili in particolare nel Mezzogiorno. Tali problematiche, collocandosi a monte delle attività regolatorie richieste, generano criticità in merito alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del SII. Nello specifico, a fronte di un'ampia area del Paese, collocata in prevalenza al Nord e al Centro, in cui la fruizione dei servizi, la realizzazione degli investimenti, l'attività legislativa regionale, i meccanismi decisori degli EGA e le capacità gestionali e di carattere industriale degli operatori appaiono in linea con il raggiungimento dei più elevati obiettivi del settore, persistono situazioni, principalmente nel Sud e nelle Isole, in cui si perpetuano rilevanti inefficienze (c.d. *water service divide*). Peraltro, il permanere di situazioni di mancato affidamento del servizio (tenuto conto anche dei rallentamenti di taluni iter procedurali causati dall'emergenza epidemiologica da Covid-19) sembra rendere urgente l'azione di riforma complessiva volta al rafforzamento della *governance* della gestione del SII. Al riguardo, l'Autorità ha segnalato come una significativa opportunità possa essere rappresentata dal Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR "*Next Generation Italia*" in via di definizione. Al di là della previsione di risorse, tra l'altro, per interventi tesi alla digitalizzazione e alla messa in sicurezza della rete idrica primaria e secondaria, alla riduzione delle dispersioni di acqua nelle reti di acquedotto, nonché al potenziamento dei sistemi di depurazione, combinando "*innovazione tecnologica, transizione ecologica, miglioramento della qualità ambientale*" e della resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici, viene ritenuta indispensabile "*un'azione di riforma (...)* [con l'obiettivo di affidare] *il servizio a gestori efficienti nelle aree del Paese in cui questo non è ancora avvenuto*". Alla luce delle carenze rilevate nell'ambito dell'attività di monitoraggio, sarebbero oltremodo funzionali ad accrescere l'entità e l'efficacia degli investimenti iniziative che superino i pur rilevanti profili meramente formali, per giungere a configurare situazioni gestionali dotate delle necessarie capacità organizzative e realizzative.

Interventi per la gestione dell'emergenza da Covid-19

A fronte dell'emergenza causata dalla pandemia di Covid-19, l'Autorità, sin dalle fasi iniziali, ha adottato prime risposte di natura operativa, volte ad assicurare i necessari adattamenti del quadro di regole in essere, rafforzando la tutela per gli utenti e salvaguardando l'operato dei gestori, avviando quindi un monitoraggio continuo dell'evoluzione della situazione, nella consapevolezza che la gestione dei servizi di pubblica utilità, che ha garantito la continuità di un servizio essenziale durante la fase più estrema di *lockdown*, è (e sarà) centrale per la successiva ripresa economica.

CAPITOLO 5

Misure per la mitigazione dei primi effetti dell'emergenza

Nell'eccezionale contesto emergenziale determinatosi a partire da marzo 2020 a seguito del diffondersi in Italia dell'epidemia di Covid-19, l'Autorità da subito è intervenuta, da un lato, con provvedimenti di semplificazione indirizzati agli operatori del servizio idrico integrato, coinvolti prioritariamente nell'erogazione di un servizio pubblico essenziale, e, dall'altro, con misure a tutela degli utenti al fine di contrastare o mitigare potenziali criticità indirettamente correlate alle misure adottate dal Governo per il contenimento della diffusione del contagio sul territorio nazionale, contemperando l'esigenza di salvaguardare la sostenibilità economico-finanziaria degli operatori con gli obiettivi generali di carattere sociale e di tutela degli interessi degli utenti.

Raccomandazioni per la garanzia dei servizi essenziali e interventi iniziali di semplificazione

L'epidemia di Covid-19 e le conseguenti misure di contrasto e contenimento all'espandersi del virus adottate dal Governo hanno inciso profondamente sul quadro normativo e regolatorio di riferimento. Di conseguenza, con il comunicato 11 marzo 2020, l'Autorità ha da subito sottolineato, agli operatori responsabili per l'erogazione di servizi di pubblica utilità, tra cui il SII, la necessità di assegnare priorità assoluta alla salvaguardia della continuità e della disponibilità dei servizi in condizioni di sicurezza, raccomandando l'adozione di ogni prassi tesa a garantire la massima sicurezza e protezione dal rischio di contagio di tutto il personale. Nel medesimo comunicato, l'Autorità ha quindi coerentemente anticipato la volontà di *"introdurre con provvedimenti specifici espresse deroghe e sospensioni dei meccanismi di regolazione della qualità che risultassero interferenti, nelle attuali condizioni di emergenza"*, con l'obiettivo prioritario di *"garanzia della continuità e disponibilità dei servizi in condizioni di sicurezza"*.

Pertanto, al fine di assicurare un ordinato recepimento del processo di regolazione e dei relativi adempimenti da parte dei soggetti coinvolti, garantendo al contempo la massima sicurezza a tutti coloro che sono chiamati a partecipare alla ricognizione dei dati, nonché all'elaborazione e all'approvazione degli atti richiesti dalla regolazione, l'Autorità è tempestivamente intervenuta con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, rinviando le scadenze più prossime e richiamando gli strumenti di tutela già previsti nell'attuale quadro regolatorio e applicabili anche nel contesto emergenziale, provvedendo nello specifico a:

- prorogare di due mesi i termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 2019[1], nonché la scadenza prevista per la conclusione della raccolta dati finalizzata alla valutazione del raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019[2] e, infine, il termine entro il quale trasmettere, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, il pertinente schema regolatorio recante la predisposizione tariffaria del SII per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 in osservanza dell'MTI-3[3];

1 In dettaglio, si tratta dei termini di cui al comma 77.1 dell'allegato A alla delibera del 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, recante la Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQSII).

2 Si tratta del termine perentorio di cui al punto 2 della delibera del 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, relativamente alle valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della qualità tecnica, introdotto dal titolo 7 dell'allegato A alla delibera del 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono – RQTI); tale termine, inizialmente posticipato di due mesi al 17 giugno 2020, è stato poi ulteriormente differito al 17 luglio 2020 dalla delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, sulla base di quanto prospettato nel documento per la consultazione 26 maggio 2020, 187/2020/R/idr, e alla luce delle osservazioni ricevute (si veda, nel presente Capitolo 5, il successivo paragrafo "Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale").

3 Si tratta del termine di cui al comma 5.3 della delibera del 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, di approvazione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3); tale termine, inizialmente posticipato di due mesi al 30 giugno 2020, è stato poi ulteriormente differito al 31 luglio 2020 dalla già citata delibera 235/2020/R/idr.

- chiarire come l'eventuale mancato rispetto di standard di qualità contrattuale connesso all'emergenza epidemiologica da Covid-19 possa essere ricondotto alle "cause di forza maggiore", con i conseguenti effetti per il gestore in termini di esclusione dall'obbligo di corresponsione dell'indennizzo automatico relativamente agli standard specifici previsti per il SII[4], nonché ribadire quanto già previsto, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica, in relazione alla disciplina generale delle deroghe – in caso di circostanze eccezionali come quelle determinatesi con il diffondersi dell'epidemia di Covid-19 – dalle disposizioni concernenti gli indennizzi automatici e il meccanismo incentivante di qualità tecnica[5].

Interventi per la mitigazione delle situazioni di potenziale criticità per gli utenti finali

Nella straordinaria situazione emergenziale provocata dal diffondersi del Covid-19, inizialmente limitata ad alcuni Comuni della Provincia di Lodi (segnatamente Bertonico, Casalpusterlengo, Castelgerundo, Castiglione d'Adda, Codogno, Fombio, Maleo, San Fiorano, Somaglia, Terranova dei Passerini) e al Comune di Vo' (Padova)[6], l'Autorità, con la delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com, è intervenuta disponendo, in attuazione delle previsioni recate dal DL 2 marzo 2020, n. 9, tra le misure urgenti di sostegno per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica, la sospensione, fino al 30 aprile 2020, dei termini di pagamento delle fatture idriche emesse o da emettere, nonché la conseguente rateizzazione automatica degli importi i cui termini di pagamento fossero stati sospesi (senza applicazione di interessi), anche disciplinando le condizioni a cui gli operatori – in un'ottica di sostenibilità finanziaria – avrebbero potuto richiedere un anticipo alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) su tali importi.

Alla luce della repentina estensione all'intero territorio nazionale delle necessarie stringenti misure di prevenzione e contenimento della diffusione dell'epidemia, attuata con il DPCM 9 marzo 2020, al fine di garantire l'accesso universale all'acqua per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali, connessi, tra l'altro, al rispetto delle misure igienico-sanitarie previste dalle autorità competenti in relazione all'emergenza, con la delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com[7], l'Autorità ha adottato in via d'urgenza specifiche misure volte, tra l'altro, a impedire o attenuare situazioni di disagio e di potenziale criticità per gli utenti finali, in seguito alla possibile applicazione delle procedure di sospensione della fornitura, nei casi di inadempimento agli obblighi di pagamento. In particolare, l'Autorità è intervenuta:

- disponendo la temporanea sospensione delle predette procedure nel periodo compreso tra il 10 marzo e il 3 maggio 2020 (17 maggio 2020 per le utenze a uso domestico[8]), prevedendo al contempo l'obbligo di riattivazione delle forniture di acqua eventualmente sospese (o limitate/disattivate) dal 10 marzo 2020;
- stabilendo, al termine di tale periodo, con riferimento alle procedure di sospensione/limitazione/disattivazione della fornitura[9], la reiterazione di tutte le comunicazioni previste, e disponendo, conseguentemente, che le comunicazioni di sollecito di pagamento o di costituzione in mora eventualmente inviate nel periodo

4 Il riferimento è al comma 71.1, lett. a), della RQSII.
5 Nello specifico, si fa riferimento a quanto previsto dai commi 5.2, lett. b), e 5.4 della delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr.
6 Come da elenco riportato nell'allegato 1 del DPCM 1° marzo 2020.
7 Come integrata e modificata prima con le delibere 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, e 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, e, da ultimo, con la delibera 30 aprile 2020, 148/2020/R/com, tenuto conto dei contributi ricevuti dai vari *stakeholder*.
8 Come individuate ai sensi dei commi 2.1 e 2.2 dell'allegato A della delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (Testo integrato corrispettivi servizi idrici – TICSI).
9 Tali procedure sono disciplinate nell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato – REMSI).

considerato non producessero effetti, consentendo all'utente di richiedere al gestore un piano di rateizzazione dell'importo oggetto di costituzione in mora senza applicazione di interessi definendo le condizioni di accoglimento[10];

- prevedendo, in aggiunta, ulteriori misure di sostegno rivolte specificatamente alle utenze non domestiche[11] potenzialmente esposte a una particolare situazione di sofferenza economico-finanziaria, estendendo il periodo temporale di riferimento per la richiesta di rateizzazione del pagamento delle fatture al 31 maggio 2020, fatta salva la verifica di mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario del gestore da parte del pertinente ente di governo dell'ambito.

Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale

A seguito del protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e al fine di valutare le necessarie misure di mitigazione dei relativi effetti, preservando gli imprescindibili profili di tutela dell'utenza e le caratteristiche industriali del settore idrico, l'Autorità ha ritenuto necessario effettuare ulteriori verifiche e approfondimenti, richiedendo a tutti i soggetti informazioni utili a delineare gli opportuni elementi di flessibilità nell'assetto di regole sviluppato negli anni, e procedendo quindi a individuare taluni adeguamenti a integrazione e completamento del quadro di regolazione del settore.

Monitoraggio delle difficoltà operative emergenti

L'Autorità, con la delibera 13 aprile 2020, 125/2020/R/idr, ha avviato una richiesta di informazioni rivolta agli EGA e ai gestori del SII per l'acquisizione degli elementi necessari alla definizione delle ulteriori misure idonee a garantire, anche nella straordinaria situazione contingente, gli adeguati livelli di sicurezza della fornitura e di qualità dei servizi idrici, l'equilibrio economico e finanziario del settore e le connesse condizioni di sostenibilità per i fruitori del servizio, in una logica di sistema e attraverso un processo ordinato e affidabile di recepimento degli adempimenti regolatori. In particolare, l'Autorità ha richiesto contributi in merito:

- alle eventuali attività gestionali maggiormente colpite dalle restrizioni imposte per il contenimento dell'epidemia, allo scopo di acquisire elementi per una corretta valutazione dei possibili effetti in termini di mantenimento o miglioramento dei livelli di qualità;
- a possibili significativi scostamenti nella domanda di servizi, nonché agli eventuali oneri aggiuntivi, anche aventi finalità sociale, qualora le modalità previste dalla regolazione vigente fossero ritenute non pienamente efficaci alla loro copertura, precisandone incidenza e tipologia;
- alle possibili criticità connesse alle attività di fatturazione, indicando elementi utili a valutarne le ricadute in termini di previsioni di incasso, nonché segnalando eventuali categorie di utenti maggiormente meritevoli di tutela.

10 In risposta alla richiesta di informazioni, sono stati trasmessi contributi da parte di numerosi gestori del servizio e loro associazioni, nonché di EGA, singolarmente e per il tramite della realtà associativa maggiormente rappresentativa.

11 Nel dettaglio, l'interruzione dell'attività di ricerca delle perdite e il rallentamento dei cantieri per l'ammodernamento della rete, l'allungamento dei tempi di riscontro per le analisi di potabilità dell'acqua (che ha compromesso l'efficacia degli interventi correttivi), il rallentamento delle operazioni di adeguamento e controllo degli scaricatori di piena, criticità operative e gestionali nel conferimento dei fanghi da depurazione presso i destinatari contrattualizzati (con conseguente deviazione della destinazione dei fanghi presso le discariche), il rallentamento dei lavori volti al potenziamento e all'adeguamento dei depuratori.

Nell'ambito dei numerosi contributi trasmessi in risposta alla suddetta richiesta[12], sono stati rappresentati:

- l'impegno profuso dai gestori a garanzia della continuità e della disponibilità dei servizi in condizioni di sicurezza (con attenzione speciale per strutture sanitarie, assistenziali e di supporto logistico alla Protezione civile e ad altri servizi di pubblica utilità); al contempo, è stata segnalata la temporanea sospensione delle attività maggiormente esposte al rischio di contagio, *in primis* la raccolta delle misure di utenza (in particolare nella rilevazione dei consumi in caso di misuratori non accessibili o parzialmente accessibili) e la gestione degli sportelli fisici, mentre sono stati potenziati i canali online e telefonico per l'erogazione dei vari servizi di qualità contrattuale e relativamente a talune delle attività necessarie al raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica[13];
- sospensioni o ritardi nella realizzazione degli investimenti programmati, a motivo dell'interruzione delle attività di cantiere a partire dal mese di marzo 2020, disposta con i provvedimenti urgenti varati dal Governo e dalle autorità competenti, nonché a causa della minore disponibilità di personale operativo, delle difficoltà di approvvigionamento di materiali e mezzi, dei ritardi nella concessione di permessi e autorizzazioni; a ciò si aggiunge l'emergere di nuove necessità di investimento per fronteggiare determinati aspetti connessi con l'emergenza sanitaria e con le relative misure di contenimento[14];
- in ordine alla domanda dei servizi, una contrazione stimata dei consumi delle utenze non domestiche (categorie artigianali e industriali) e un aumento atteso dei consumi delle utenze domestiche, con la previsione di un effetto complessivo di riduzione prevista del fatturato rispetto all'anno precedente (nonostante la sospensione delle attività di lettura);
- relativamente ai costi specificamente riconducibili alla citata emergenza:
  - i maggiori oneri sostenuti dagli operatori per consentire al proprio personale, per lo svolgimento di attività inderogabili, di operare in sicurezza, per l'acquisto di apparecchiature informatiche destinate al telelavoro e per la relativa connessione domestica, nonché per la messa in sicurezza dei cantieri;
  - l'atteso incremento dei costi di gestione derivante dalla circostanza che la contrazione registrata nella realizzazione degli investimenti non consentirebbe le ordinarie capitalizzazioni dei costi del personale;
  - un calo degli oneri legato alla riduzione del prezzo dell'energia elettrica, delle spese di gestione delle sedi e di alcune voci di costo di personale;
- il ricorso ad ammortizzatori sociali da parte di alcuni gestori;
- la circostanza che, in molti casi, le rilevazioni degli incassi riferite al primo mese di emergenza sanitaria non avrebbero evidenziato significativi peggioramenti circa i livelli di insoluto, rispetto ai trend passati; tuttavia, nel medio-lungo periodo si attendono impatti negativi, derivanti dalle riferite variazioni nella composizione della domanda, come anche da cambiamenti nell'effettiva capacità da parte degli utenti di far fronte ai pagamenti delle bollette;
- l'opportunità, segnalata in particolare dagli EGA, di ampliare la platea degli utenti (rispetto alle categorie già beneficiarie di bonus idrico, sociale e/o integrativo) che potrebbero avere necessità di ricorso a misure di sostegno, nonché di promuovere il ricorso a forme di rateizzazione dei pagamenti per l'utenza che ne faccia richiesta, anche in assenza di morosità già manifestata;
- l'opportunità che le misure straordinarie a tutela dell'utenza abbiano estensione limitata nel tempo, contemperando

12 In risposta alla richiesta di informazioni, sono stati trasmessi contributi da parte di numerosi gestori del servizio e loro associazioni, nonché di EGA, singolarmente e per il tramite della realtà associativa maggiormente rappresentativa.

13 Nel dettaglio, l'interruzione dell'attività di ricerca delle perdite e il rallentamento dei cantieri per l'ammodernamento della rete, l'allungamento dei tempi di riscontro per le analisi di potabilità dell'acqua (che ha compromesso l'efficacia degli interventi correttivi), il rallentamento delle operazioni di adeguamento e controllo degli scaricatori di piena, criticità operative e gestionali nel conferimento dei fanghi da depurazione presso i destinatari contrattualizzati (con conseguente deviazione della destinazione dei fanghi presso le discariche), il rallentamento dei lavori volti al potenziamento e all'adeguamento dei depuratori.

14 In considerazione della riferita difficoltà nell'operatività dei cantieri e, conseguentemente, nel portare a termine gli interventi avviati, è stata anche segnalata l'opportunità di riconsiderare i criteri per il computo degli oneri finanziari riferiti alle immobilizzazioni in corso.

l'esigenza di salvaguardare le utenze particolarmente colpite in termini economici dall'emergenza in corso con quella di assicurare agli operatori risorse necessarie alla relativa sostenibilità finanziaria a garanzia della continuità del servizio prestato.

Soluzioni urgenti per preservare l'efficacia del quadro regolatorio di riferimento

In ragione degli approfondimenti svolti e dell'esito della ricognizione avviata con la summenzionata delibera 125/2020/R/idr, l'Autorità ha sottoposto a consultazione i principali adeguamenti individuati al fine di mitigare gli effetti dell'emergenza da Covid-19 sull'equilibrio economico e finanziario delle gestioni e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, garantendo la continuità dei servizi essenziali nonché creando le condizioni per il rilancio della spesa per investimenti. In particolare, nel documento per la consultazione 26 maggio 2020, 187/2020/R/idr, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità, pur confermando l'impianto complessivo della regolazione di settore, con riferimento a talune delle disposizioni afferenti:

- agli obiettivi dell'attività gestionale, come individuati in attuazione della regolazione della qualità contrattuale e tecnica, della misura e relativamente alle determinazioni riguardanti i reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura (secondo il TICSI);
- agli strumenti applicabili per il conseguimento dei richiamati obiettivi, con particolare riferimento ai costi riconosciuti ai fini tariffari per il terzo periodo regolatorio (MTI-3) e alla possibilità di attivazione di forme di anticipazione finanziaria da parte di CSEA.

Alla luce dei contributi ricevuti, che hanno mostrato generale condivisione degli interventi regolatori prospettati (ritenuti rispondenti alle esigenze del sistema nella fase emergenziale e post-emergenziale e comunque coerenti con l'assetto di regole complessivo), nonché degli ulteriori elementi rappresentati dagli *stakeholder*, l'Autorità, con la delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, ha introdotto[15]:

- elementi di "*flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica*", prevedendo che, in considerazione delle misure di contenimento adottate per il contrasto dell'emergenza epidemiologica e delle possibili conseguenti forme di discontinuità riscontrabili nel progressivo miglioramento delle *performance* gestionali, gli obiettivi di qualità, riferiti al 2020 e al 2021, siano valutati cumulativamente su base biennale (in luogo della valutazione annuale ordinariamente prevista dalla RQSII e dalla RQTI), in tal modo favorendo comunque, su un arco temporale più lungo, il miglioramento dei livelli di qualità, nonché il recupero degli eventuali investimenti che, per ragioni riconducibili all'emergenza epidemiologica, non fosse stato possibile realizzare;
- specifiche "*deroghe*", limitate all'annualità 2020, in ordine "*agli obblighi di acquisizione dei dati di misura ... e alle determinazioni relative ai reflui industriali*" autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, in particolare riducendo il numero minimo stabilito di tentativi di raccolta sia della misura d'utenza sia dei dati di volume scaricato, nonché il numero minimo delle determinazioni analitiche sui reflui industriali, escludendo contestualmente l'annualità 2020 dal calcolo delle stime di consumo per l'anno successivo, non ritenendola sufficientemente rappresentativa dei consumi a regime delle diverse tipologie di utenza;

15 Nello specifico, in risposta alla consultazione sono pervenuti all'Autorità venti contributi, da parte di enti di governo dell'ambito e gestori, delle rispettive associazioni, di un'associazione dei consumatori, di altri soggetti istituzionali e consulenti, che hanno evidenziato un generale apprezzamento per le ipotesi di intervento regolatorio ivi illustrate, nonostante su specifici aspetti si siano riscontrate tra i vari *stakeholder* posizioni differenti, illustrate in dettaglio nella delibera 235/2020/R/idr.

- "*adeguamenti di specifici criteri per il riconoscimento dei costi efficienti*" di cui all'MTI-3 per sostenere il recupero dei ritardi registrati nel completamento degli interventi infrastrutturali già avviati, prevedendo anche la possibilità di riconoscere, tra i costi operativi, sia gli eventuali oneri aggiuntivi connessi all'emergenza (in assenza di copertura nelle altre componenti di costo), sia gli eventuali minori oneri previsti in conseguenza delle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus;
- "*misure selettive per la sostenibilità finanziaria delle gestioni*", prevedendo la facoltà per gli EGA di riconoscere ai gestori, per la sola annualità 2020, una specifica componente a compensazione degli effetti delle dilazioni di pagamento, qualora concesse in favore degli utenti del SII, ovvero a compensazione della mancata attivazione immediata di procedure per il recupero dei relativi crediti; eventualmente, in fase di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie per il 2022 e il 2023, si potrà prevedere anche un rilassamento dei vincoli alla quantificazione del costo di morosità massimo ammissibile, tenuto conto delle possibili difficoltà che nel medio periodo potranno essere riscontrate dalle gestioni per il recupero dei relativi crediti;
- "*misure per il rafforzamento della sostenibilità sociale*", ovvero la facoltà per gli EGA, negli anni 2020 e 2021, sia di destinare ad agevolazioni ulteriori, rispetto a quelle minime previste dalla regolazione, in favore dei soggetti maggiormente colpiti dagli effetti dell'emergenza, l'eventuale eccedenza di risorse rispetto a quelle utilizzate nel biennio 2018 e 2019 per l'erogazione del bonus idrico integrativo agli aventi diritto, sia di valutare (con procedura partecipata dal gestore interessato) di rinviare ad annualità successive al 2020 (e comunque non oltre il 2023) il recupero della quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario nel 2020 relativa a eventuali incrementi del moltiplicatore tariffario per la medesima annualità, allo scopo di contenere le tariffe applicate alla generalità dell'utenza nel 2020, garantendo al contempo il recupero dei costi efficienti di esercizio e di investimento per la gestione del servizio; viene introdotta contestualmente la possibilità per l'EGA, al ricorrere di determinate condizioni e in accordo con il pertinente gestore, di formulare motivata istanza a CSEA, informandone l'Autorità, per l'attivazione di meccanismi di anticipazione finanziaria connessa a tale rinvio.

Tariffe, qualità tecnica e investimenti

Contenuti minimi per la predisposizione tariffaria

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa, basata su una matrice di schemi regolatori, applicata a partire dal 2014 (e declinata prima nell'MTI e poi nell'MTI-2, come integrato e modificato dalla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr), al fine di perseguire i seguenti obiettivi: i) la conferma di regole in grado di favorire la spesa per investimenti, come determinata alla luce della regolazione della qualità tecnica; ii) l'introduzione di disposizioni in grado di promuovere una crescente efficienza gestionale; iii) l'esplicitazione di misure tese a valorizzare interventi per la sostenibilità e la resilienza a fronte del *climate change*; iv) il rafforzamento di elementi per la convergenza fra le diverse aree del Paese, anche prevedendo – per alcune realtà che si trovano a operare nelle aree più svantaggiate e in un'ottica di superamento del *water service divide* – una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile (schema regolatorio virtuale)[16].

16 Per approfondimenti sulla metodologia tariffaria che caratterizza l'MTI-3, si rinvia al Capitolo 5 del Volume 2 della *Relazione Annuale* 2020.

CAPITOLO 5

L'attività di sistematizzazione e verifica delle informazioni, dei dati e degli atti acquisiti da parte dell'Autorità che ha fatto seguito all'approvazione del nuovo metodo tariffario è stata inevitabilmente incisa dagli effetti dell'epidemia da Covid-19, che hanno imposto la necessità di adottare misure inizialmente atte a garantire la massima sicurezza a tutti i soggetti chiamati a partecipare alla ricognizione dei dati, nonché all'elaborazione e all'approvazione degli atti richiesti dalla regolazione dell'Autorità. Gli specifici strumenti predisposti per permettere agli enti di governo dell'ambito di adempiere ai nuovi obblighi fissati dall'MTI-3 hanno dovuto, inoltre, tenere conto degli strumenti di flessibilità e delle misure urgenti adottate dall'Autorità in particolare con la delibera 235/2020/R/idr (si veda, in questo Capitolo, il precedente paragrafo "Interventi per la gestione dell'emergenza da Covid-19", sottoparagrafo "Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale"), ferme restando la rinnovata necessità di consolidare i risultati raggiunti nel settore idrico e di superare le diffuse criticità rilevate in ordine all'infrastruttura idrica, nonché l'esigenza di proseguire nel rafforzamento del contesto di certezza e stabilità nel quale agire per determinare i corrispettivi all'utenza e le condizioni di erogazione del servizio.

La richiamata delibera 235/2020/R/idr ha prorogato al 31 luglio 2020 il termine – fissato inizialmente al 30 aprile dalla delibera 580/2019/R/idr – entro cui i soggetti competenti erano tenuti a trasmettere all'Autorità gli atti di cui si compone lo "specifico schema regolatorio" per il periodo 2020-2023, previa validazione dei dati tecnici e tariffari forniti dai gestori, da integrare secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio e tali da definire una base informativa completa, coerente e congrua. Nel dettaglio, gli atti da trasmettere erano:

- il Programma degli interventi (PdI), che specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità, nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2020-2023; a partire da quest'ultimo periodo regolatorio il PdI include il Piano delle opere strategiche (POS), in cui sono specificate le criticità riscontrate e gli obiettivi che si intendono perseguire attraverso la realizzazione di opere di rilevanza strategica, recando le misure infrastrutturali previste nell'orizzonte temporale 2020-2027;
- il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ogni gestore dovrà applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023, fatta salva la possibilità di eventuali aggiornamenti;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.

Agli enti di governo, quali soggetti responsabili della predisposizione tariffaria, in continuità con quanto previsto nei precedenti metodi tariffari, è stato richiesto di corredare i richiamati atti con il *set* di dati sottostante alla loro redazione, con le relazioni di accompagnamento che ne ripercorressero le metodologie applicate, nonché con le relative delibere di approvazione. Con la determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID, l'Autorità – nell'ottica di proseguire nell'implementazione di modalità di trasmissione dei dati e degli atti agevolmente fruibili e di rafforzare le misure volte a promuovere l'uso di strumenti e modelli che favoriscano la digitalizzazione e la dematerializzazione dei flussi informativi nonché un'efficiente gestione dei successivi procedimenti di verifica e controllo, anche tenendo conto delle necessità di semplificazione degli obblighi informativi, imposte dalla situazione emergenziale in atto – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori alcuni modelli tipizzati[17], finalizzati:

17 Anticipati, in modalità preview – in particolare con riferimento allo specifico strumento di calcolo predisposto per la raccolta dati –, con il comunicato del 24 aprile 2020, in un'ottica di semplificazione e di minimizzazione degli oneri amministrativi.

- con riferimento alla regolazione della qualità tecnica:
  - alla raccolta dei valori assunti dai macro-indicatori per l'anno 2019 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità tecnica che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2020-2021, stabiliti secondo quanto previsto dall'art. 4 della delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr;
  - alla raccolta dei dati relativi alle annualità 2018 e 2019, ai sensi di quanto previsto dai commi 3.1 e 8.2 della delibera 917/2017/R/idr, solo per le gestioni interessate da processi di aggregazione gestionale, per le quali il soggetto competente abbia formulato specifica istanza ai sensi del comma 5.3, lettera a), del medesimo provvedimento;
- a fornire la sintesi dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità contrattuale per l'anno 2018 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2020-2021, sulla base di quanto previsto all'art. 2 della delibera 235/2020/R/idr, in deroga alle disposizioni di cui alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, come aggiornata dalla delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr[18];
- alla raccolta dei dati tariffari, tenuto conto dei dati di bilancio, ai sensi di quanto previsto dal comma 5.2 della delibera 580/2019/R/idr;
- all'elaborazione del programma degli interventi, come definito al comma 4.2, lett. a), della delibera 580/2019/R/idr, nonché del piano delle opere strategiche, redatto secondo quanto previsto all'art. 3 della medesima delibera;
- all'elaborazione del piano economico-finanziario, come definito al comma 4.2, lett. b), della delibera 580/2019/R/idr;
- al calcolo – tramite apposito strumento di simulazione elaborato dall'Autorità – delle componenti tariffarie riconosciute nel vincolo ai ricavi della gestione (VRG) relativo alle annualità 2020, 2021, 2022, 2023;
- alla redazione delle relazioni di accompagnamento, in cui illustrare la metodologia applicata per la predisposizione degli atti di pianificazione, esplicitando in particolare gli elementi di coerenza con gli obiettivi di qualità tecnica e contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2020-2021 e motivando le scelte compiute dal soggetto competente ai fini dell'elaborazione del piano economico-finanziario nonché le attività di validazione dei dati effettuate.

Con riferimento ai soggetti che non hanno adempiuto agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini della definizione delle tariffe entro il termine del 31 luglio 2020, l'Autorità ha riscontrato nella propria attività di monitoraggio in alcuni casi il protrarsi di tali ritardi, nonostante i pertinenti enti di governo dell'ambito avessero comunicato l'imminente conclusione dell'iter previsto per il perfezionamento della proposta tariffaria. L'Autorità, però, considera il tempestivo recepimento della metodologia tariffaria di cui alla delibera 580/2019/R/idr un passaggio fondamentale sia per salvaguardare l'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e le condizioni di svolgimento delle prestazioni (a garanzia della continuità dei servizi essenziali), sia per assicurare il raccordo tra determinazioni tariffarie e valutazioni tese all'aggiornamento della sezione "acquedotti" del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico di cui all'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (in un'ottica di coerenza della scansione temporale dei procedimenti interessati). Per questi motivi, con la delibera 15 dicembre 2020, 555/2020/R/idr, ha avviato il procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e degli atti richiesti ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario, al fine di procedere:

18 La delibera 547/2019/R/idr ha, tra l'altro, introdotto un meccanismo incentivante associato ai macro-indicatori di qualità contrattuale MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" e MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del servizio". Maggiori dettagli sono forniti al successivo paragrafo "Meccanismi incentivanti della qualità contrattuale".

- alla diffida dei gestori che ricadono nelle casistiche specificate al comma 5.8 della delibera 580/2019/R/idr, anche tenendo conto di quanto previsto dell'art. 243-*bis* del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, relativo alle procedure di riequilibrio finanziario pluriennale;
- alla diffida degli enti di governo dell'ambito o degli altri soggetti competenti in caso di inosservanza dei propri obblighi di predisposizione tariffaria, ai sensi del comma 5.3 della delibera 580/2019/R/idr, nonché agli enti di governo o altri soggetti competenti per i quali, nell'ambito dei procedimenti avviati con delibere 9 giugno 2016, 307/2016/R/idr, e 1° giugno 2018, 311/2018/R/idr, si siano rinvenuti inadempimenti agli obblighi di predisposizione tariffaria relativamente a ciascuna annualità del periodo 2016-2019, previsti dalla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, come integrata e modificata dalla delibera 918/2017/R/idr;
- all'acquisizione di tutte le informazioni e gli elementi di valutazione utili con riferimento ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario, esplicitati all'art. 8 della delibera 580/2019/R/idr;
- allo svolgimento di focus territoriali con gli enti di governo dell'ambito – cui possano essere invitate a partecipare anche le regioni e le autorità di bacino distrettuale – per il raccordo tra determinazioni tariffarie e valutazioni volte all'aggiornamento della sezione "acquedotti" del summenzionato Piano nazionale.

Verifica degli specifici schemi regolatori

Proposte tariffarie approvate per il periodo 2020-2023

A partire dal secondo semestre del 2020, l'Autorità, sulla base dei dati e degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio per gli anni 2020-2023, definito al comma 4.2 della delibera 580/2019/R/idr, trasmessi dagli enti di governo dell'ambito con le modalità e tramite la modulistica previste dalla richiamata determina 1/2020 – DSID, ha avviato le istruttorie finalizzate all'approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2020-2023 – previa puntuale verifica in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi di qualità tecnica individuati, gli interventi programmati e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio –, adottando, alla data del 23 marzo 2021, 21 provvedimenti di approvazione (che interessano complessivamente circa 11 milioni di abitanti). Nell'ambito delle predette istruttorie l'Autorità, in taluni casi, ha concluso anche le verifiche volte ad accertare la coerenza dei pertinenti dati tecnici e tariffari con riferimento alle predisposizioni tariffarie di aggiornamento biennale per gli anni 2018 e 2019, non ancora interessate da puntuali atti di approvazione[19].

In particolare, 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 dalla 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 a CSEA delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei prerequisiti di qualità tecnica di cui al titolo 6 della RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in

19 Coerentemente con quanto annunciato con il comunicato del 5 febbraio 2020, "Aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato per il biennio 2018-2019".

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 ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2020-2021, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla RQTI, esplicitando tra questi gli interventi consistenti in nuove opere strategiche (ricompresi nel POS);

- 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 – a partire dal 2020 anche in termini di raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica –, le motivazioni dei ritardi e i relativi effetti, anche adottando i sistemi di penalizzazione previsti al comma 34.4 dell'MTI-3, che include specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori (nel caso in cui avessero fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite);
  - con riferimento alla componente dei costi operativi endogeni $Opex^a_{end}$, recuperi di efficienza da parte delle gestioni, secondo le modalità definite all'art. 17 dell'MTI-3, descritte al successivo punto "Efficientamento dei costi operativi endogeni e recuperi di efficienza";
  - costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex^a_{idf}$, di cui all'art. 18 dell'MTI-3[20], nonché 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;
  - oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi da depurazione – in considerazione della peculiare situazione di mercato venutasi a creare a partire dal 2018 –, verificandone le condizioni di ammissibilità che prevedono, ai sensi del comma 22.2 dell'MTI-3: i) il conseguimento nell'anno (a-2) dell'obiettivo di miglioramento o mantenimento associato al macro-indicatore M5 ("Smaltimento dei fanghi in discarica"); ii) la previsione, nel pertinente PdI, degli opportuni interventi finalizzati al conseguimento dell'obiettivo di miglioramento o mantenimento del citato macro-indicatore;
  - misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni o per il rafforzamento della sostenibilità sociale, tra quelle previste – al fine di mitigare gli effetti derivanti dalla situazione emergenziale da Covid-19 sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni – dalla delibera 235/2020/R/idr, descritte in precedenza al paragrafo "Interventi per la gestione dell'emergenza da Covid-19", sottoparagrafo "Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale";
  - oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

20 L'art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex^a_{idf}$ le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: i) oneri riconducibili a integrazioni gestionali o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, Op^{new}; ii) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, $Opex^a_{qtr}$; iii) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alla delibera 547/2019/R/idr, $Opex^a_{qc}$; 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 311/2019/R/idr (REMSI), Op^a_{bsoc}; 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 la procedura di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura – ove ne ricorrano i presupposti –, Op^a_{mis}; vi) limitatamente all'anno 2020, gli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza epidemiologica da Covid-19 che non trovano copertura nelle altre componenti di costo e la valorizzazione dei minori costi operativi conseguenti anche alle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus, Op^a_{Covid}.

CAPITOLO 5

Efficientamento dei costi operativi endogeni e recuperi di efficienza

Con il metodo tariffario MTI-3 di cui alla delibera 580/2019/R/Idr, l'Autorità ha introdotto – nell'ambito dei criteri per il computo dei costi operativi endogeni – disposizioni in grado di rafforzare le misure di promozione dell'efficienza gestionale, prevedendo regole di calcolo differenziate in ragione: i) della classe in cui il gestore si posiziona in considerazione del pertinente livello *pro capite* del costo operativo totale sostenuto; ii) del *cluster* in cui ricade l'operatore, tenuto conto del relativo costo operativo stimato, calcolato applicando il modello statistico elaborato dall'Autorità (e illustrato nel documento di consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr): si individua, in questo modo, un percorso graduale di recupero di efficienza nel tempo, crescente in base alla distanza del costo operativo *pro capite* sostenuto da ciascuna gestione rispetto al valore soglia del cluster in cui il gestore è collocato.

Nei provvedimenti di approvazione delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2020-2023 illustrati in precedenza, in esito alla verifica della corretta valorizzazione della funzione statistica descritta al comma 17.2 dell'MTI-3, per ciascun gestore per il quale è stato riscontrato un margine ΔOpex positivo (risultante dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile CO_{eff} sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità) è stata data evidenza:

- della classe della tabella di cui al comma 17.1 dell'MTI-3, in cui il gestore si posiziona in considerazione del pertinente livello *pro capite* (riferito al 2016) del costo operativo totale sostenuto;
- del *cluster* (di cui alla medesima tabella) in cui ricade l'operatore, tenuto conto del relativo costo operativo stimato, calcolato applicando il richiamato modello statistico elaborato dall'Autorità;
- del fatto che il soggetto competente abbia proceduto, ai fini del calcolo dei costi operativi endogeni $Opex^a_{end}$ di cui all'art. 17 dell'MTI-3, a determinare la quota $[(1 + \gamma^{OP}_{ij}) \times \max\{0;\Delta Opex\}]$, prevista a decurtazione della componente di costo $Opex^{2018}_{end}$, sulla base del valore del coefficiente γ^{OP}_{ij}, determinato dalla classe e dal *cluster* di cui ai due precedenti punti;
- del rispetto delle modalità previste dal punto 9 della già citata determina 1/2020 – DSID con riferimento alla destinazione della quota $[(1 + \gamma^{OP}_{ij}) \times \max\{0;\Delta Opex\}]$, a integrazione del meccanismo nazionale per il miglioramento della qualità del servizio idrico integrato, che prevedono l'evidenziazione in bolletta, oltre alla componente UI2, della sopra detta quota (espressa in unità di consumo), da versare a CSEA secondo le istruzioni operative da questa definite.

Obiettivi di qualità tecnica e investimenti per il loro raggiungimento

In coincidenza con l'entrata in vigore del nuovo metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio è iniziato anche il secondo biennio di applicazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr. È stato richiesto ai soggetti competenti di definire gli obiettivi per il 2020 e il 2021 – da valutarsi, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali o di penalizzazione nell'anno 2022, tenuto conto del livello raggiunto cumulativamente al termine del 2021, ai sensi di quanto disposto dal comma 3.1 della delibera 235/2020/R/idr –, sulla base del valore assunto da ciascun macro-indicatore nell'annualità 2019 e della rispettiva classe di appartenenza, riferita alla medesima annualità. A tal fine è stata rafforzata nelle nuove predisposizioni tariffarie la logica *output-based* con la quale è stata impostata la regolazione della qualità tecnica, che prevede che gli investimenti pianificati nel programma

degli interventi siano puntualmente indirizzati al conseguimento delle finalità stabilite sulla base delle condizioni di partenza riscontrate nei diversi contesti e che la spesa relativa alle misure adottate sia finanziata nell'ambito dell'aggiornamento del pertinente piano economico-finanziario. Le informazioni trasmesse dagli enti di governo, come eventualmente integrate nell'ambito delle singole istruttorie volte all'approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2020-2023 – oltre a proseguire nell'arricchimento del corredo informativo già a disposizione dell'Autorità circa lo stato infrastrutturale del servizio idrico integrato, le principali criticità rinvenibili nelle diverse aree del Paese, gli obiettivi di qualità previsti nella pianificazione, nonché il correlato fabbisogno di investimenti pianificato per il loro raggiungimento –, hanno fornito all'Autorità anche un quadro delle opere strategiche, considerate prioritarie dagli EGA nei pertinenti territori, la cui tempistica di realizzazione supera il quadriennio regolatorio. Gli EGA hanno, infatti, indicato gli interventi fondamentali da attuare nel Piano delle opere strategiche di cui all'art. 3 della delibera 580/2019/R/idr. In riferimento a tali opere è stata data evidenza, relativamente al periodo 2020-2027, del cronoprogramma della loro realizzazione, dei contributi pubblici eventualmente disponibili e degli elementi di coerenza con le pianificazioni sovraordinate.

Nelle nuove programmazioni approvate dagli enti di governo dell'ambito per il quadriennio 2020-2023, e nelle pianificazioni di lungo periodo contenute nel POS, si confermano gli obiettivi perseguiti in sede di aggiornamento biennale: una stabile riduzione delle perdite di rete (rappresentate dal macro-indicatore M1 di cui alla RQTI), una rinnovata attenzione alla continuità dell'erogazione (secondo quanto previsto per il macro-indicatore M2, che a partire dal 2020 è entrato a far parte del meccanismo incentivante previsto dalla RQTI), alla qualità della risorsa erogata (sulla base di quanto stabilito per il macro-indicatore M3) e all'adeguatezza del sistema fognario (descritta dal macro-indicatore M4), nonché una progressiva contrazione del quantitativo di fanghi smaltito in discarica (secondo quanto previsto per il macro-indicatore M5) e un continuo miglioramento della qualità dell'acqua depurata da reimmettere nell'ambiente (sulla base di quanto disposto per il macro-indicatore M6).

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 8 settembre 2020, 332/2020/R/idr, sulla base di quanto previsto dall'art. 18, comma 7, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93, ha definito le modalità omogenee per la presentazione, ai fini della valutazione, delle istanze di deroga ai termini per le verifiche periodiche degli strumenti di misura del servizio idrico integrato recate dal medesimo decreto, istanze in genere motivate dall'esigenza di evitare oneri sproporzionati – e i conseguenti riflessi negativi sui corrispettivi applicati all'utenza – che il gestore, in considerazione della vetustà dei propri strumenti di misura, sarebbe chiamato a sostenere per il rispetto dei termini delle verifiche periodiche. In considerazione di quanto illustrato, la delibera in analisi ha disposto che le istanze di deroga ai termini fissati:

- dovessero essere trasmesse all'Autorità dagli enti di governo dell'ambito, in accordo con i pertinenti gestori, entro il termine ultimo del 18 settembre 2020;
- contenessero evidenza – in sede di trasmissione delle proposte tariffarie ai sensi dell'MTI-3 – di essere fondate su "*piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti*", coerentemente recepiti nei programmi degli interventi elaborati secondo i criteri di cui alla delibera 580/2019/R/idr.

L'Autorità ha altresì considerato quale ulteriore elemento di valutazione la quota prevista di nuovi strumenti di misura dotati di dispositivi di *water smart metering* sul totale dei misuratori di cui si programma la sostituzione. La verifica di ammissibilità delle specifiche istanze è stata effettuata nell'ambito delle approvazioni dei pertinenti schemi regolatori redatti ai sensi della delibera 580/2019/R/idr.

Da ultimo, si segnala come le analisi condotte sui programmi degli interventi abbiano consentito di approfondire sia la natura delle fonti di finanziamento previste a copertura dei singoli investimenti – valutando l'impatto della disponibilità di contributi pubblici –, sia la tipologia delle opere previste, distinguendo gli interventi infrastrutturali tra opere di manutenzione straordinaria, nuove realizzazioni o interventi ordinari sull'infrastruttura esistente. In aggiunta, a partire dal periodo regolatorio 2020-2023:

- la rivisitazione della classificazione e delle vite utili dei cespiti, definita al comma 10.4 dell'MTI-3, ha consentito di ricondurre le infrastrutture del SII alla pertinente attività (acquedotto, fognatura, depurazione e attività comuni) e di identificare la corrispondenza tra la categoria di cespite (sottesa a ciascun intervento previsto nel PdI) e il macro-indicatore di qualità tecnica (e/o contrattuale) e l'obiettivo da conseguire;
- la possibilità di ricomprendere all'interno della componente ERC taluni oneri precedentemente allocati nella componente Capex, come disposto dall'art. 25 dell'MTI-3, ha permesso di esplicitare anche nel PdI le misure per la protezione e la salvaguardia delle fonti idrico-potabili, nonché gli interventi per prevenire la riduzione e l'alterazione delle funzionalità proprie degli ecosistemi acquatici e per ripristinare il loro funzionamento.

Monitoraggio degli obiettivi nel biennio 2018-2019 ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante

Tenuto conto delle disposizioni recate dal titolo 7 dell'allegato A alla delibera 917/2017/R/idr, che definisce i meccanismi di incentivazione della qualità tecnica e prevede che premi e penalità siano quantificati a partire dal 2020, sulla base delle *performance* realizzate in ciascuno dei due anni precedenti, l'Autorità, con la delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, ha avviato uno specifico provvedimento finalizzato all'applicazione del richiamato meccanismo incentivante, individuando i termini e le modalità per l'attribuzione delle premialità e delle penalità riferite a tutti gli Stadi di valutazione previsti per per gli anni 2018 e 2019, nonché per la definizione delle specifiche graduatorie per gli Stadi III, IV e V stabilite dalla Regolazione della qualità tecnica (RQTI)[21]. In particolare, è stato previsto di articolare il procedimento in parola 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 delle richiamate graduatorie, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità per gli anni 2018 e 2019, secondo le modalità previste dagli artt. 28 e 29 della RQTI;
- una seconda fase di attribuzione delle sole penalità per tutte le gestioni che, al momento della definizione delle graduatorie, non abbiano inviato i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità tecnica sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione (con l'esclusione dei soggetti interessati da perduranti criticità nell'avvio delle necessarie attività di programmazione e di organizzazione della gestione ai sensi della normativa vigente, per i quali i soggetti competenti possono adottare le regole previste per lo schema regolatorio di convergenza di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr).

21 Ai sensi dell'art. 26 della RQTI, le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione – classificazione delle *performance*, articolazione delle graduatorie, attribuzione dei punteggi per l'applicazione dei fattori premiali e di penalizzazione, determinazione e valorizzazione dei premi e delle penalità – sono declinate rispetto a cinque stadi di valutazione:

- *Stadio I*, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione), in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi o meno la presenza in Classe A per ciascun macro-indicatore;
- *Stadio II*, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione) in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore (peggiore) rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;
- *Stadio III*, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla Classe A, tenendo conto anche dell'incremento di performance (i peggiori tre tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della Classe A) per ciascun macro-indicatore;
- *Stadio IV*, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) per i tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi (le *performance* peggiori) rispetto agli obiettivi fissati;
- *Stadio V*, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in Classe A.

Al fine di avviare le attività di monitoraggio e di ricognizione dei risultati conseguiti nel primo biennio di applicazione della RQTI (2018 e 2019), con comunicato del 16 giugno 2020 l'Autorità ha messo a disposizione la modulistica utilizzabile da ciascun ente di governo dell'ambito o soggetto competente, responsabile della predisposizione tariffaria, per la trasmissione dei dati e delle informazioni in merito alla qualità tecnica del servizio idrico integrato con riferimento agli anni 2017, 2018 e 2019, ai sensi di quanto previsto dai commi 3.1 e 8.2 della delibera 917/2017/R/idr, e secondo le modalità previste dall'art. 30 dell'allegato A alla medesima delibera (RQTI), prorogando al 17 luglio 2020 il termine ultimo entro il quale i soggetti interessati dovevano trasmettere le informazioni richieste, al fine di garantire – nella fase di emergenza provocata dalla diffusione del Covid-19 – la massima sicurezza a tutti i soggetti chiamati a partecipare alla ricognizione dei dati e all'elaborazione degli atti richiesti.

A valle della chiusura della raccolta, l'Autorità ha avviato le istruttorie finalizzate a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dagli enti di governo d'ambito o altri soggetti competenti, anche richiedendo, per talune gestioni, ulteriori approfondimenti e integrazioni su specifici aspetti, al fine di accertare il rispetto degli obblighi di monitoraggio e tenuta dei registri di cui al titolo 8 della RQTI. La verifica del raggiungimento, a livello nazionale, degli obiettivi di qualità tecnica individuati per il biennio 2018-2019 consentirà anche di valutare l'efficacia dell'impianto regolatorio adottato con la delibera 917/2017/R/idr rispetto al miglioramento della qualità delle infrastrutture del servizio idrico integrato.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Piano nazionale degli interventi nel settore idrico

Primo elenco di interventi della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (annualità 2019-2020)

Con riferimento al "*primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione acquedotti*" adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019[22], ai sensi dell'art. 1, comma 516[23], della legge 27 dicembre 2017, n. 205[24], come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145, e sulla base dell'elenco trasmesso dall'Autorità con la Relazione 20 giugno 2019, 252/2019/R/idr[25], le attività dell'Autorità per l'anno 2020 hanno riguardato l'applicazione delle condizioni,

22 Il primo stralcio di Piano è costituito da un elenco di 26 interventi/progetti, riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, la cui copertura è stata assicurata a valere e nel limite di 40.000.000 di euro per l'annualità 2019 e 40.000.000 di euro per l'annualità 2020.

23 L'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, dispone che, al fini della "*programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche*", con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri sia adottato, anche per stralci, il Piano nazionale di interventi nel settore idrico, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi". Il successivo comma 517 stabilisce che, ai fini della definizione della sezione "acquedotti" del citato Piano nazionale, l'Autorità – sentiti le regioni e gli enti locali interessati, sulla base delle programmazioni esistenti nonché del monitoraggio sull'attuazione dei piani economico-finanziari dei gestori – trasmette l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore, con specifica indicazione delle modalità e dei tempi di attuazione, per la realizzazione dei seguenti obiettivi considerati prioritari: i) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; ii) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; iii) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

24 Legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

25 Per approfondimenti sulle attività e sull'iter normativo che hanno portato alla stesura della relazione e alla definizione dell'elenco, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale* 2020.

dei termini e delle modalità di erogazione delle risorse disciplinati con la delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, che prevedono:

- la realizzazione di due monitoraggi, con cadenza semestrale, aventi a oggetto l'aggiornamento dei cronoprogrammi dei singoli interventi e le previsioni di spesa per gli anni successivi, ai sensi del comma 5.3 della delibera in parola;
- la contestuale adozione di provvedimenti aventi a oggetto l'autorizzazione all'erogazione di quote di finanziamento, anche successive all'acconto, con riferimento ad alcuni degli interventi di cui all'allegato 1 al richiamato DPCM 1° agosto 2019, per i quali il pertinente ente di riferimento ha avanzato specifica richiesta di erogazione[26], secondo quanto previsto dal comma 4.1 e tramite le modalità operative definite da CSEA ai sensi del comma 4.2[27].

Nel corso dei mesi di aprile e maggio 2020 gli enti di riferimento, nell'ambito del primo monitoraggio semestrale, hanno trasmesso all'Autorità e a CSEA la documentazione attestante lo stato di avanzamento dei pertinenti interventi, nonché l'aggiornamento dei cronoprogrammi finanziari (con la segnalazione di eventuali criticità o ritardi nella realizzazione), avanzando contestualmente, in alcuni casi, richiesta di erogazione di quote di finanziamento. La documentazione prodotta dagli enti di riferimento ha permesso di elaborare un "cronoprogramma dei pagamenti" previsti fino al termine della medesima annualità e per le annualità successive, che CSEA ha comunicato all'Autorità e all'allora Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (oggi Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili). Nel mese di giugno, a seguito di specifica istruttoria volta a verificare il rispetto degli adempimenti in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario, l'Autorità – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza – ha provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, ad autorizzare:

- con le delibere 23 giugno 2020, 236/2020/R/idr, e 30 giugno 2020, 249/2020/R/idr, l'erogazione della prima quota di finanziamento, in acconto, per tre interventi/progetti ricompresi nel Piano, per un importo totale di 1.460.000 euro; in questo modo è stata completata l'erogazione della prima quota di finanziamento, in acconto, per tutti i 26 interventi/progetti previsti dal Piano, per un importo complessivo di 16.000.000 euro;
- con le delibere 23 giugno 2020, 237/2020/R/idr, e 30 giugno 2020, 252/2020/R/idr, l'erogazione di ulteriori quote di finanziamento, in ragione dell'effettiva spesa sostenuta, per un importo complessivo di 1.930.000 euro.

Nell'ambito del secondo monitoraggio svolto dall'Autorità nel secondo semestre del 2020, gli enti di riferimento, confermando le criticità emerse dalla richiesta di informazioni di cui alla delibera 125/2020/R/idr sopra citata (si veda il precedente paragrafo "Interventi per la gestione dell'emergenza da Covid-19", sottoparagrafo "Strumenti per la gestione del servizio idrico nella fase emergenziale"), hanno segnalato, nella documentazione attestante lo stato di avanzamento dei rispettivi interventi finanziati e il conseguente aggiornamento del cronoprogramma finanziario, ritardi nell'avanzamento dei lavori, legati a rallentamenti delle attività di autorizzazione e progettazione dovuti anche alle menzionate misure restrittive imposte dall'emergenza da Covid-19. Nonostante tali criticità, taluni gestori ed enti di riferimento hanno comunque evidenziato un avanzamento dei lavori (seppure in ritardo rispetto al richiamato "cronoprogramma dei pagamenti" trasmesso al Ministero) e presentato all'Autorità e a CSEA la richiesta di erogazione delle relative quote di finanziamento, specificando l'entità delle somme per le

26 Con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, l'Autorità aveva già autorizzato la prima quota in acconto con riferimento a 23 dei 26 interventi, proposti da 16 enti di riferimento, per un importo totale di 14.540.000 euro, pari al 91% del valore complessivo della prima quota e al 18% del finanziamento complessivo 2019-2020.

27 In particolare, CSEA, con la circolare 10/2020/idr del 28 febbraio 2020, ha previsto per il 2020 finestre temporali di erogazione con cadenza quadrimestrale, a conclusione delle verifiche sulla rendicontazione delle somme richieste, previa autorizzazione da parte dell'Autorità con specifico provvedimento.

quali è stato possibile certificare la relativa spesa. Tenuto conto della contingente emergenza sanitaria e dei riferiti effetti in termini di rallentamento e sospensione dei cantieri, l'Autorità, al fine di proseguire celermente nella programmazione e nella realizzazione degli interventi di cui all'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, ha pertanto adottato, con la delibera 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, modalità straordinarie di erogazione delle quote di finanziamento, prevedendo, fino alla conclusione dell'anno 2020, un adeguamento delle modalità di erogazione disciplinate con la delibera 425/2019/R/idr che, alla luce dell'attuale contesto emergenziale, ne preservasse l'efficacia. Con la menzionata delibera l'Autorità ha, dunque, autorizzato il pagamento di ulteriori complessivi 8.050.000 euro, corrispondenti a dieci quote di finanziamento riferite a sette degli interventi ricompresi nel primo stralcio di Piano. Inoltre, nell'ambito del provvedimento in parola, l'Autorità ha nello specifico provveduto, con riferimento ai soli interventi per i quali i competenti enti di riferimento hanno avanzato la richiesta di erogazione, a:

- autorizzare l'erogazione di quote a copertura degli importi per i quali l'ente di riferimento avesse attestato l'effettiva spesa, anche qualora inferiori alle quote originariamente previste dalle lettere b), c) e d) del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, in deroga alle previsioni in ordine alle attestazioni e alle certificazioni cui subordinare, ai sensi del medesimo comma, l'erogazione delle diverse quote di finanziamento;
- concedere un acconto, nella misura pari all'esaurimento della quota di erogazione prevista dal cronoprogramma dei pagamenti comunicato da CSEA all'Autorità e non ancora attestata dal soggetto realizzatore, a fronte dell'impegno da parte di quest'ultimo alla rendicontazione dell'importo erogato entro il primo quadrimestre dell'anno 2021, fermi restando i casi di revoca del finanziamento di cui al comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr e fatta salva la facoltà dell'Autorità, in sede di verifica, di richiedere la restituzione dell'eventuale quota richiesta e non spesa;
- riassegnare il termine entro cui l'ente di riferimento è tenuto a soddisfare la condizionalità indicata al comma 7.1 della delibera 425/2019/R/idr, concernente la trasmissione all'Autorità degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, contestualmente disponendo che:
  - tale termine fosse fissato in 60 giorni a decorrere dalla data di adozione del provvedimento in commento;
  - nel caso in cui l'erogazione avvenisse in corrispondenza del completamento dell'opera, il pertinente ente di riferimento fosse tenuto alla trasmissione del certificato di collaudo come previsto nell'aggiornamento dell'ultimo cronoprogramma finanziario e comunque entro il primo quadrimestre dell'anno 2021.

Nel mese di dicembre 2020, l'Autorità, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 3, comma 2, del DPCM 1° agosto 2019[28], ha trasmesso al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti una specifica relazione al fine di informarlo sullo stato di avanzamento e di realizzazione dei progetti finanziati nell'anno in corso, illustrando, con adeguata motivazione delle cause, il livello di utilizzo delle risorse del Piano, l'eventuale sussistenza di somme non utilizzate per le quali si proponeva la riassegnazione a successivi stralci o la sussistenza di condizioni di revoca del finanziamento ai sensi dell'art. 8 della richiamata delibera 425/2019/R/idr.

28 Il richiamato comma, nell'ambito delle attività di monitoraggio del primo stralcio di Piano, prevede: *"Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sulla base della relazione dell'ARERA, predisposta anche ai fini di quanto previsto dall'art. 1, comma 525, della più volte citata legge n. 205 del 2017, comunica alla Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, con cadenza annuale, lo stato di attuazione degli interventi di cui all'allegato 1".*

CAPITOLO 5

Sviluppo del secondo elenco di interventi della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (annualità 2021-2028)

Al fine di assicurare un efficace utilizzo delle risorse disponibili e di privilegiare l'individuazione di opere di rilevanza strategica sul territorio nazionale, in un quadro di coerenza con le pianificazioni esistenti e tenuto conto delle norme di aggiornamento del Piano nazionale[29], nonché delle recenti raccomandazioni all'Italia da parte del Consiglio europeo, l'Autorità, con la delibera 21 luglio 2020, 284/2020/R/idr, ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore idrico ai fini dell'aggiornamento della sezione "acquedotti" del Piano: l'obiettivo è definire un'unica pianificazione basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dal comma 155 dell'art. 1 della legge n. 145/2018 per la menzionata sezione "acquedotti"[30]. Per individuare i progetti, l'Autorità ha confermato i criteri di selezione già adottati in sede di definizione del primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano, precisando che, nell'ambito di detti criteri, siano enucleati elementi di valutazione in ordine:

- alla sinergia e complementarità dei progetti proposti rispetto allo sviluppo della pianificazione della sezione "invasi" del Piano nazionale in oggetto, di cui al comma 518 della richiamata legge n. 205/2017;
- all'efficacia del contesto territoriale e istituzionale interessato, valutando la coerenza con gli strumenti di pianificazione esistenti, con particolare riferimento alle scelte strategiche effettuate dall'ente di governo dell'ambito competente in sede di definizione del Piano delle opere strategiche, nonché con riferimento alla pianificazione sovraordinata, per tenere conto delle scelte di maggiore rilevanza strategica nel caso di pluralità di ambiti territoriali ottimali;
- all'efficacia del soggetto attuatore, anche in termini di equilibrio delle fonti di finanziamento a disposizione e di incidenza dei contributi a fondo perduto, prevedendo eventuali condizionalità in aree caratterizzate da specifiche criticità nelle scelte di programmazione e gestione del servizio idrico integrato.

Nell'ambito del procedimento in parola è stato previsto, altresì, di procedere a individuare un *set* di interventi/progetti ulteriore rispetto a quello che sarà ricompreso nel secondo elenco del Piano nazionale – sezione "acquedotti". Tale *set* di interventi aggiuntivo dovrà essere comunicato alla Presidenza del Consiglio dei ministri e ai ministri interessati nell'ambito dell'attività di segnalazione di cui al comma 525 dell'art. 1 della legge n. 205/2017, prevista per i casi di inerzia e di inadempimento degli impegni stabiliti, al fine di valutare, con riferimento alle casistiche previste dal medesimo comma, il suo eventuale inserimento nel Piano nazionale, in sostituzione degli interventi per cui si siano riscontrate criticità nelle attività di programmazione e di realizzazione.

Al fine di pervenire a una ricognizione a livello nazionale del fabbisogno di interventi necessari e urgenti sui quali basare la costruzione del secondo elenco – i cui esiti sono illustrati nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale* –, in data 6 agosto 2020 l'Autorità ha trasmesso agli enti di governo dell'ambito e alle regioni una comunicazione per chiedere di confermare o aggiornare gli elementi dai medesimi già trasmessi per l'individuazione del primo stralcio del Piano nazionale. Nello specifico, l'Autorità ha richiesto di:

29 Il terzo periodo del richiamato comma 516 dell'art. 1 della legge n. 205/2017, come novellato dall'art. 1, comma 153, della legge n. 145/2018, prevede che il Piano nazionale sia aggiornato, di norma, ogni due anni, tenendo conto:
- dello stato di avanzamento degli interventi in corso di realizzazione già inseriti nel medesimo Piano;
- delle programmazioni esistenti e dei nuovi interventi necessari e urgenti, da realizzare per il potenziamento, il ripristino e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di contrastare la dispersione delle risorse idriche, con preferenza per gli interventi che presentano tra loro sinergie e complementarità, tenuto conto dei Piani di gestione delle acque predisposti dalle autorità di distretto, ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006.

30 Le risorse stanziate sono quantificabili in 320 milioni di euro, tenuto conto della spesa di 40 milioni di euro annui fino al 2028, autorizzata – per la sezione "acquedotti" del Piano nazionale – dal citato comma 155 dell'art. 1 della legge n. 145/2018.

- indicare gli interventi necessari e urgenti al perseguimento degli obiettivi prioritari individuati dall'art. 1, comma 517, della legge n. 205/2017, che si ritiene di voler sottoporre alle valutazioni dell'Autorità ai fini della proposta di aggiornamento della sezione "acquedotti" del Piano nazionale;
- fornire, per ciascuno degli interventi di cui al precedente punto, il cronoprogramma recante i tempi di attuazione, da comunicare secondo un ordine di priorità in ragione dei relativi benefici attesi nel territorio interessato;
- dettagliare, per ognuno degli interventi sopra menzionati, le relative modalità di attuazione[31].

Criteri e modalità di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche

A seguito dell'istituzione – a opera dell'art. 58 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 – del "*Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e depurazione*", è stato emanato il DPCM 30 maggio 2019, cui la citata legge ha demandato la definizione degli interventi prioritari, dei criteri e delle modalità generali di utilizzazione del Fondo in parola.

Essendo le modalità di alimentazione e di gestione del Fondo rimesse all'Autorità, con la delibera 30 luglio 2019, 353/2019/R/idr, è stato avviato uno specifico procedimento, nell'ambito del quale l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 10 settembre 2019, 368/2019/R/idr, evidenziando la necessità di un efficace coordinamento delle misure per la promozione degli investimenti e illustrando le principali linee di intervento volte a garantire l'avvio dell'operatività del Fondo, allo scopo di:

- agevolare l'accesso al credito, accrescendo la finanziabilità dei programmi di investimento e l'accelerazione degli interventi;
- garantire anche il rischio connesso al trasferimento delle gestioni tra diversi operatori;
- contenere l'impatto tariffario, in modo da assicurare la sostenibilità della tariffa applicata all'utenza, nonché la trasparenza e l'accessibilità alle informazioni concernenti le modalità di gestione del Fondo medesimo.

Anche in esito alle osservazioni formulate dai soggetti rispondenti alla consultazione e alla pubblicazione del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze del 19 novembre 2019 – con il quale sono state individuate

31 Con la richiamata comunicazione è stata fornita anche una scheda standardizzata per la raccolta delle informazioni necessarie, che deve essere necessariamente corredata da ulteriori elementi in particolare utili a valutare:
- la capacità gestionale dell'operatore al quale sarà affidata la conduzione delle opere finanziate dal Piano nazionale (quale presupposto per un impiego efficace delle risorse concesse);
- la sinergia e complementarità dei progetti proposti rispetto allo sviluppo della pianificazione della sezione "invasi" del Piano nazionale in oggetto, di cui al comma 518 della legge n. 205/2017;
- la coerenza con gli strumenti di pianificazione esistenti, con particolare riferimento alle scelte strategiche effettuate dall'ente di governo dell'ambito competente in sede di definizione del Piano delle opere strategiche (come definito dalla delibera 580/2019/R/idr), nonché con riferimento alla pianificazione sovraordinata, per tenere conto delle scelte di maggiore rilevanza strategica nel caso di pluralità di ambiti territoriali ottimali;
- le fonti di finanziamento di cui dispone il soggetto attuatore individuato, esplicitando, in particolare, la loro composizione (anche distinguendo tra finanziamenti a breve termine e a medio-lungo termine), nonché la presenza di eventuali risorse pubbliche di cui il soggetto attuatore sia beneficiario (indicando l'anno di assegnazione e la quota parte di fondi già impiegati);
- il contributo che gli interventi/progetti proposti possono apportare all'innovazione e alla transizione verde e digitale (aspetti particolarmente rilevanti per sostenere la ripresa nella fase post-emergenza da Covid-19 e aumentare la resilienza futura), per un'infrastruttura necessaria a garantire la fornitura di servizi essenziali, evidenziando eventualmente il livello di integrazione con altre specifiche opere di rilevanza strategica – ancorché in fase iniziale di progettazione e non completamente finanziate – previste nelle fasi a valle dell'infrastruttura di acquedotto (fognatura e depurazione).

le condizioni e le modalità per il rilascio della garanzia di ultima istanza da parte dello Stato[32] – l'Autorità, con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, ha disciplinato le modalità di gestione e utilizzo del Fondo di garanzia delle opere idriche, specificando i requisiti e le condizioni di accesso alla garanzia e definendo adeguati obblighi di rendicontazione, comunicazione e monitoraggio. Con la richiamata delibera è stato altresì istituito, presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, il Comitato di valutazione del rischio[33], con compiti di valutazione e analisi dei rischi e delle modalità operative del Fondo.

Le risorse destinate all'alimentazione del Fondo di garanzia provengono da una specifica componente perequativa UI4, introdotta, a decorrere dal 1° gennaio 2020, nell'ambito delle regole di calcolo tariffario per il terzo periodo regolatorio con la delibera 580/2019/R/idr. La componente perequativa UI4, posta pari a 0,4 centesimi di euro a metro cubo, si applica a tutte le utenze del servizio idrico integrato come maggiorazione ai corrispettivi di acquedotto, fognatura e depurazione.

In coerenza con i criteri recati dal richiamato DPCM 30 maggio 2019, la delibera 8/2020/R/idr ha previsto che le garanzie del Fondo abbiano a oggetto il rimborso del credito vantato dai soggetti finanziatori o investitori nei confronti del gestore (cosiddetto gestore titolato) ovvero il pagamento del valore di subentro riconosciuto, la cui garanzia è prestata dal Fondo direttamente a beneficio del gestore titolato.

La delibera 8/2020/R/idr ha disposto, inoltre, che gli interventi per la cui realizzazione può essere concessa la garanzia siano quelli di cui all'art. 5 del sopra citato DPCM e, nello specifico:

- interventi previsti nel Piano nazionale, definito all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017, per la quota parte non finanziata con le risorse pubbliche assegnate al medesimo Piano;
- interventi, non ancora finanziati e avviati, che si qualifichino come necessari all'adeguamento delle infrastrutture idriche agli obiettivi di miglioramento dei parametri di qualità tecnica introdotti dall'Autorità con la delibera 917/2017/R/idr (riconducibili, per esempio, all'adeguamento delle infrastrutture fognarie e depurative, al perseguimento di obiettivi di qualità della risorsa, al risanamento delle reti idriche anche ai fini del contenimento delle perdite), secondo criteri di priorità legati al livello di pianificazione e sostenibilità finanziaria;
- interventi riguardanti piccole dighe non inseriti nel Piano nazionale, già dotati di proprio finanziamento e che perseguono le medesime finalità degli interventi di cui al punto precedente.

Nello specifico, le operazioni di finanziamento ammissibili alla garanzia di rimborso del credito sono i contratti di finanziamento a medio-lungo termine sottoscritti con i soggetti finanziatori (banche, intermediari finanziari, Cassa depositi e prestiti, Banca europea degli investimenti) e le obbligazioni o altri titoli di debito di cui siano titolari i soggetti investitori, come individuati dal richiamato DPCM 30 maggio 2019. È comunque prevista la possibilità di proporre all'Autorità l'ammissione a garanzia anche di altre operazioni di finanziamento, se necessarie ai fini del contenimento degli oneri a esse connessi.

32 Secondo quanto previsto dall'art. 2 del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, la garanzia dello Stato, quale garanzia di ultima istanza, opera nel caso di inadempimento da parte del Fondo in relazione agli impegni assunti a titolo di garanzia. Più nello specifico, "*la garanzia dello Stato opera limitatamente a quanto dovuto dal Fondo per la garanzia concessa, quantificato sulla base della normativa che regola il funzionamento della garanzia medesima e dotato di eventuali pagamenti parziali effettuati dal Fondo*" (cfr. art. 2, comma 3).

33 Il Comitato di valutazione del rischio, di cui all'art. 9, commi 2 e 3, del DPCM 30 maggio 2019, è presieduto da un rappresentante del Ministero dell'economia e delle finanze ed è composto da esperti in valutazione dei rischi finanziari, in rappresentanza rispettivamente del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (oggi Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili), del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (oggi Ministero della transizione ecologica), del Ministero dello sviluppo economico, nonché da un esperto indipendente. In considerazione dei plurimi soggetti istituzionali interessati, l'Autorità ha rimandato a un successivo provvedimento l'insediamento dei componenti del Comitato di valutazione.

Con riferimento in particolare alla garanzia del valore di subentro riconosciuto, l'Autorità ha previsto che essa possa essere concessa nei casi di subentro alle gestioni salvaguardate e di subentro alla gestione unica d'ambito[34]. In tali casi, il valore di subentro dovuto al gestore uscente deve essere corrisposto entro il novantesimo giorno antecedente l'avvio del nuovo affidamento.

Nel provvedimento sono stati poi individuati puntualmente i requisiti soggettivi dei richiedenti, prevedendo che possano richiedere le garanzie di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 30 maggio 2019: i) i gestori affidatari che gestiscono il servizio idrico integrato in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e che hanno sottoscritto la convenzione di affidamento[35] con l'ente di governo dell'ambito; ii) i gestori salvaguardati ai sensi dell'art. 147, comma 2-*bis*, del decreto legislativo n. 152/2006, con una convenzione recante i contenuti minimi della convenzione-tipo e in possesso dell'assenso formale alla gestione in forma autonoma rilasciata dal competente ente di governo; iii) i fornitori all'ingrosso di servizi idrici e i soggetti qualificati come *common carrier* assoggettabili ai medesimi obiettivi di qualità previsti per le attività all'ingrosso. Sono, inoltre, ammessi al rilascio della garanzia i gestori di dighe e opere di derivazione e adduzione nel caso in cui le medesime, pur non essendo inserite tra le infrastrutture del servizio idrico integrato, siano funzionali alla sua alimentazione. Tuttavia, l'ammissibilità dei soggetti al rilascio della garanzia è subordinata alla verifica di una serie di condizionalità, in particolare l'assenza di situazioni che possano compromettere il proseguimento dell'attività del soggetto beneficiario (per esempio, situazioni di scioglimento o liquidazione del soggetto stesso) e, per quelli assoggettati alla regolazione dell'Autorità, l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della normativa *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione).

Per quanto attiene all'entità della garanzia, prevista a copertura parziale dell'ammontare dell'operazione finanziaria ammissibile, con la delibera 8/2020/R/idr sono state previste due procedure differenti, declinate in funzione delle caratteristiche dei soggetti beneficiari. Per i soggetti regolati, l'entità della garanzia è quantificata all'interno di un intervallo compreso tra il 30% e l'80% dell'operazione finanziaria ammissibile. Il valore proposto è valutato dall'Autorità previo parere da parte del Comitato di valutazione del rischio, tenuto conto della capienza del Fondo e di alcuni fattori, quali i tassi di realizzazione, la capacità operativa e il grado di patrimonializzazione[36] del gestore, la durata del finanziamento, l'assetto istituzionale[37] e la rilevanza strategica[38] dell'intervento. Per i soggetti non regolati, l'entità della garanzia può essere quantificata fino a un valore massimo dell'80%; relativamente a questi ultimi, per la valutazione della garanzia da prestare, possono essere considerati, qualora applicabili, i medesimi fattori utilizzati con riferimento ai gestori regolati.

Con il provvedimento in discorso sono state, inoltre, disciplinate le modalità di richiesta e di rilascio della garanzia, mediante l'individuazione dei contenuti minimi della richiesta medesima, nella quale il soggetto richiedente dovrà fornire la descrizione dettagliata dell'operazione e dell'intervento da sostenere, nonché una relazione sulle fonti di finanziamento che caratterizzano la gestione. L'Autorità, acquisito il parere del Comitato di valutazione del rischio, valuta la richiesta, verificando in particolare – anche tenuto conto della capacità gestionale dell'ope-

34 Le fattispecie ammissibili al rilascio della garanzia di pagamento del valore di subentro sono state individuate coerentemente con le disposizioni di cui al Titolo IV "Cessazione e subentro" dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr, recante "Convenzione-tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato – Disposizioni sui contenuti minimi essenziali".

35 La convenzione di affidamento deve essere adeguata sulla base della convenzione-tipo adottata dall'Autorità con la delibera 656/2015/R/idr.

36 Rapporto tra patrimonio netto e capitale investito netto, decurtato di quello relativo ai contributi a fondo perduto.

37 Viene, cioè, valutato il grado di compimento dell'assetto istituzionale locale, inteso come il completamento delle attività necessarie ad assicurare la piena operatività dell'EGA e l'affidamento della gestione del servizio.

38 Valutata in termini di *magnitudo* dell'intervento (popolazione impattata, ambiti territoriali coinvolti) e di *output* attesi (miglioramento dei parametri di qualità tecnica).

ratore chiamato alla conduzione delle opere – l'adeguatezza dell'intervento, ovvero, in caso di richiesta di garanzia del valore di subentro riconosciuto, il rispetto delle casistiche previste. In caso di accoglimento dell'istanza, l'Autorità, con apposito provvedimento, autorizza CSEA al rilascio della garanzia, definendo in particolare le modalità e i termini di rilascio, nonché il rispetto di eventuali condizionalità specifiche indirizzate al superamento di criticità che caratterizzano la gestione. A fronte del riconoscimento della garanzia, il soggetto beneficiario è tenuto ad assolvere a una serie di obblighi di rendicontazione e comunicazione volti a consentire il monitoraggio dello stato di avanzamento dell'intervento oggetto di garanzia. Nel richiamato provvedimento sono altresì previste le modalità di escussione e di surroga della garanzia, nonché taluni obblighi informativi, in capo a CSEA, nei casi di attivazione della garanzia di ultima istanza da parte dello Stato, tenuto conto di quanto previsto dal richiamato DM del 19 novembre 2019. Al ricorrere di determinate casistiche, ovvero il mancato rispetto delle specifiche condizionalità o degli obblighi di rendicontazione e comunicazione posti in capo ai soggetti beneficiari, il venire meno dei requisiti di ammissibilità, nonché la pronuncia di sentenze di condanna passate in giudicato su illeciti di pertinenza del progetto ammesso a garanzia, l'Autorità può inoltre disporre la revoca anticipata della garanzia.

L'Autorità, sulla base della normativa vigente, provvede al monitoraggio degli interventi ammessi alla garanzia del Fondo, pubblicando sul proprio sito istituzionale lo stato di avanzamento e realizzazione degli interventi per i quali la garanzia è stata concessa.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Aggiornamento della regolazione in applicazione della legge di bilancio 2020

Adeguamenti in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

Nel corso del 2020 si è reso necessario un adeguamento di talune disposizioni di cui all'allegato B alla delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, applicabili in materia di obblighi informativi in capo ai gestori del servizio idrico integrato in presenza di fatturazione di importi per consumi risalenti a più di due anni e di modalità operative attraverso le quali gli utenti finali possono eccepire la prescrizione del credito del gestore, in ragione delle modifiche normative introdotte dall'art. 1, comma 295, della legge 27 dicembre 2019, n. 160[39] (legge di bilancio 2020). Contestualmente, si è provveduto ad aggiornare le previsioni in materia di reclami, di procedure di costituzione in mora e di trasparenza dei documenti di fatturazione, di cui alla RQSII, al REMSI e all'allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr. Tenuto conto del rinnovato quadro normativo, con la delibera 26 maggio 2020, 186/2020/R/idr, è stata superata, nella regolazione dell'Autorità, la distinzione tra i casi in cui il ritardo di fattura-

39 La legge, in vigore dal 1° gennaio 2020, con il citato comma, ha disposto l'abrogazione dell'art. 1, comma 5, della legge n. 205/2017 (legge di bilancio 2018), che stabiliva l'inapplicabilità delle disposizioni in tema di prescrizione biennale del diritto al corrispettivo di cui all'art. 1, comma 4, della medesima legge, in caso di mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivante da responsabilità accertata dell'utente; per effetto della predetta modifica legislativa, dal 1° gennaio 2020, la prescrizione biennale prevista dalla legge di bilancio 2018 ha per presupposto il mero decorrere del tempo.

zione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni sia attribuibile a responsabilità del gestore e quelli in cui il ritardo sia presumibilmente attribuibile all'utente finale e, di conseguenza, sono stati disposti, in un'ottica di bilanciamento delle esigenze di contenimento dei costi per i gestori del SII e di completezza e adeguatezza dell'informazione da fornire all'utente finale, i seguenti interventi:

- la modifica e l'integrazione dell'allegato B alla delibera 547/2019/R/idr, con l'aggiornamento del testo della comunicazione da inviare all'utente finale circa la presenza in fattura di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni;
- il riallineamento delle disposizioni di cui all'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII) e all'allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI), per quanto attiene rispettivamente agli eventuali reclami scritti degli utenti finali e all'informativa prevista in caso di procedure di messa in mora connesse alla fatturazione degli importi di cui al precedente punto;
- la modifica dell'allegato A alla delibera 586/2012/R/idr, al fine di adeguare i contenuti minimi da riportare in bolletta con gli aggiornamenti previsti.

È stato, infine, previsto di far decorrere l'efficacia del provvedimento in parola a partire dalle fatture emesse nel primo ciclo di fatturazione utile successivo alla data di pubblicazione del provvedimento medesimo, facendo salve le azioni eventualmente già messe in atto dai gestori per dare attuazione alla previsione dell'art. 1, comma 295, della legge di bilancio 2020 relativamente alle fatture già emesse tra il 1° gennaio 2020 e il richiamato primo ciclo di fatturazione utile successivo.

Morosità

Anche in tema di morosità il quadro normativo di riferimento è stato integrato con le disposizioni recate dalla legge n. 160/2019 già richiamata al precedente sottoparagrafo, la quale, all'art. 1, comma 291, ha previsto: *"I gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazione elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali pagamenti di fatture e si comunica la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a quaranta giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento"*[40].

Alla luce di tale intervento normativo l'Autorità, con la delibera 16 giugno 2020, 221/2020/R/idr, ha conseguentemente adeguato le misure di tutela a favore dell'utenza finale contenute nella delibera 311/2019/R/idr (REMSI), ferme restando le garanzie previste per assicurare l'erogazione del quantitativo minimo vitale di acqua necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura agli utenti morosi, e comunque perseguendo le finalità di "*contenimento della morosità degli utenti del servizio idrico integrato*" e di salvaguardia – "*tenuto conto dell'equilibrio economico e finanziario dei gestori*" e della "*copertura dei costi efficienti di esercizio e investimento*" – attribuite all'Autorità dall'art. 61 della legge 28 dicembre 2015, n. 221. In particolare, al fine di contenere i tempi di recupero del credito da parte dei gestori operanti nel settore idrico (caratterizzato da una morosità media più elevata di quella riscontrabile nei settori energetici), l'Autorità ha disposto di far decorrere il termine dei quaranta

40 Nella regolazione in materia di morosità vigente prima dell'intervento normativo in oggetto, secondo le procedure di gestione del credito disciplinate dal REMSI:
- il sollecito bonario costituisce il primo atto della "procedura di limitazione, sospensione o disattivazione della fornitura" con cui il gestore del servizio idrico integrato preavvisa l'utente moroso delle successive azioni che adotterà in caso di perdurante morosità;
- gli istituti del sollecito bonario, della costituzione in mora e della sospensione della fornitura sono concatenati in una sequenza logicamente e cronologicamente coordinata, configurandosi quindi come fasi di un più articolato procedimento, il cui esito finale – in caso di persistente morosità – consiste nella disalimentazione fisica del punto di consegna, ossia nell'atto materiale con cui è esercitata l'eccezione di inadempimento da parte del gestore del SII.

giorni previsto dalla legge n. 160/2019 dal primo atto di preavviso che il gestore del SII invia all'utente, ossia dal sollecito bonario di pagamento, la cui previsione nell'ambito della regolazione della morosità, in aggiunta alla costituzione in mora, si giustifica in ragione della particolare importanza del bene oggetto della fornitura e riflette le maggiori tutele per l'utenza finale che l'Autorità, nel bilanciamento degli interessi coinvolti, ha inteso introdurre nel settore idrico, rispetto ai settori energetici. Conseguentemente, sono state modificate e integrate le disposizioni introdotte dal REMSI, prevedendo, in particolare:

- con riferimento al "*sollecito bonario di pagamento*" di cui all'art. 3 del REMSI, che:
  - il sollecito bonario di pagamento sia inviato all'utente finale esclusivamente tramite raccomandata con avviso di ricevimento o posta elettronica certificata, comunque nel rispetto della tempistica attualmente stabilita, trascorsi almeno dieci giorni solari dalla scadenza della fattura;
  - con la comunicazione di sollecito di pagamento si provveda a informare l'utente finale circa le previsioni regolatorie relative ai termini che devono essere rispettati, tenuto conto anche del periodo minimo di preavviso fissato dalla normativa vigente, e, in particolare, a rappresentare in modo chiaro gli effetti – in caso di perdurante inadempimento – della "*procedura per la limitazione, la sospensione o la disattivazione della fornitura dell'utente finale moroso disalimentabile*" di cui all'art. 7 del REMSI e della "*procedura per la limitazione della fornitura dell'utente finale non disalimentabile*" di cui all'art. 8 del REMSI;
- con riferimento alla "*procedura di costituzione in mora*" di cui all'art. 4 del REMSI, che:
  - relativamente all'informazione in ordine al "*termine ultimo entro cui l'utente finale è tenuto a saldare i pagamenti pregressi insoluti*" (comma 4.5, lett. c), nella comunicazione di costituzione in mora sia riportata la data a partire dalla quale tale termine è calcolato, ai sensi delle disposizioni vigenti;
  - il termine ultimo di cui al citato comma 4.5, lett. c), non possa essere inferiore ai quaranta giorni solari previsti dalla normativa vigente, calcolato a partire dal ricevimento da parte dell'utente della comunicazione contenente il sollecito bonario di pagamento.

Con il provvedimento in parola è stata, infine, confermata la disciplina delle procedure per la limitazione, la sospensione o la disattivazione della fornitura di cui agli artt. 7 e 8 del REMSI, con la precisazione che – ferme restando le tutele previste in caso di morosità degli utenti finali non disalimentabili (di cui al citato art. 8), nonché degli utenti finali domestici residenti diversi da quelli in condizioni di disagio economico sociale (di cui all'art. 7) – la limitazione, la sospensione e/o la disattivazione della fornitura dell'utente finale moroso possono essere eseguite solo nel caso in cui, tra l'altro, siano decorsi i termini indicati nella comunicazione di costituzione in mora, ossia siano trascorsi almeno quaranta giorni solari dal ricevimento da parte dell'utente della comunicazione contenente il sollecito bonario di pagamento, senza che l'utente medesimo abbia estinto il proprio debito o abbia inoltrato al gestore richiesta di rateizzazione degli importi oggetto di costituzione in mora.

Meccanismi incentivanti della qualità contrattuale

Pubblicazione dei dati di qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2019

Al fine di accrescere la consapevolezza dell'utenza sulle prestazioni di qualità contrattuale rese dal pertinente gestore, e in attuazione di quanto previsto dal comma 77.7[41] dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII), in materia di pubblicazione delle informazioni e dei dati acquisiti, all'inizio del 2020 l'Autorità ha dato avvio alla pubblicazione periodica dei risultati registrati dai singoli operatori per ciascun indicatore di *performance* previsto dalla richiamata delibera. In particolare, l'Autorità ha dapprima pubblicato sul proprio sito internet[42], con comunicato del 9 gennaio 2020, i dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato forniti dai gestori per il primo biennio (anni 2017 e 2018) di piena applicazione della RQSII, fornendo l'indicazione del numero di prestazioni eseguite entro e fuori lo standard per singola gestione, nonché la presenza di eventuali standard migliorativi individuati dai competenti enti di governo dell'ambito.

Successivamente, nel mese di febbraio 2020, è stata avviata la "Raccolta dati: Qualità contrattuale del servizio idrico integrato" relativa all'anno 2019[43], con la finalità di acquisire:

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2019, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nel corso del 2018, necessario ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione di cui al titolo XIII della RQSII, introdotto con delibera 547/2019/R/idr. In particolare, si richiedeva di individuare il livello di partenza dei 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)[44].

Nel dicembre 2020 l'Autorità ha proceduto, infine, alla pubblicazione dei dati comunicati dai gestori nell'ambito della richiamata Raccolta, proseguendo così nel percorso finalizzato all'accrescimento negli utenti della consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore.

41 Il comma 77.7 della RQSII dispone che l'Autorità può utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:
- controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e di assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
- la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

42 Cfr. la sezione "Dati e documenti" > "Dati e statistiche", parte dedicata alla "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato" che viene richiamata selezionando le voci "Acqua" per il Settore e "Qualità" per Argomento, oppure cfr. il link diretto www.arera.it/it/dati/RQSII.htm.

43 Alla luce dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, anche i termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2019 sono stati differiti con la richiamata delibera 59/2020/R/com, che ne ha previsto il rinvio, per i gestori, dal 16 marzo al 15 maggio 2020 e, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione), dal 27 aprile al 26 giugno 2020.

44 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 dalla RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 della RQSII.

CAPITOLO 6

REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL TELECALORE

SETTORIALE

CAPITOLO 6

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2020, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- definizione della regolazione inerente al servizio di misura, comprensiva dei relativi standard di qualità e obblighi di servizio;
- svolgimento di attività propedeutiche per la regolazione dell'accesso di terzi alle reti di teleriscaldamento.

Nel 2020, oltre allo svolgimento delle attività necessarie al completamento del quadro regolatorio delineato dal decreto legislativo n. 102/2014, è proseguita l'attività di valutazione delle istanze di esclusione dalla regolazione presentate dagli operatori del settore, coerentemente con quanto previsto dalla delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr.

Le evidenze emerse e l'attività svolta dall'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrate nei paragrafi successivi.

Regolazione del servizio di misura

Tra le competenze in materia di regolazione e controllo nel settore del telecalore conferite all'Autorità dal decreto legislativo n. 102/2014, rientra anche il compito di regolare la qualità del servizio del telecalore, ivi inclusa la qualità dell'attività di misura. Il richiamato decreto legislativo, in particolare, prevede che l'Autorità:

- definisca gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento, ivi inclusi gli standard relativi alla misura dell'energia termica fornita all'utente (art. 10, comma 17, lettera a);
- stabilisca, previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, le modalità con cui i gestori delle reti forniscono contatori in grado di riflettere con precisione il consumo effettivo, fornendo informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia (art. 9, comma 1, lettera a).

In esito ai documenti per la consultazione 28 gennaio 2020, 22/2020/R/tlr, e 8 settembre 2020, 331/2020/R/tlr, l'Autorità, con la delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tlr, ha approvato il Testo integrato Regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024 (TIMT). In particolare, la nuova disciplina prevede che:

- l'esercente sia responsabile della corretta installazione, manutenzione e verifica dei misuratori nonché della rilevazione e validazione del dato di misura;
- l'esercente sia tenuto a effettuare un numero minimo di tentativi di lettura del dato di misura nel periodo di erogazione del servizio; in particolare, il numero minimo di tentativi di lettura è differenziato in funzione della tipologia di misuratore e, nel caso di misuratore non teleletto, anche sulla base della classe dimensionale di appartenenza dell'utente titolare del contratto di fornitura (Tav. 6.1);
- nel caso in cui l'utente sia dotato di un misuratore non teleletto, sia disponibile almeno una modalità di autolettura, come definita dall'esercente (per esempio, tramite SMS, telefono o sito internet);
- l'esercente effettui stime (nel caso di assenza di letture o autoletture) e ricostruzioni dei consumi (in caso di contatore guasto o malfunzionante) nel rispetto di principi generali definiti dall'Autorità. In particolare, la stima dei consumi deve essere effettuata a partire dai consumi storici, ovvero relativi agli ultimi tre anni, se

disponibili, tenuto conto di eventuali prove documentali fornite dall'utente. Nel caso di ricostruzione dei consumi si utilizzano i medesimi criteri adoperati per la stima, a meno che non sia possibile ricostruire il margine di errore del misuratore;

- l'utente possa richiedere una verifica di funzionalità del misuratore; in caso di insoddisfazione delle parti, rimane ferma la possibilità di effettuare la verifica metrologica legale, prevista dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93;
- vengano introdotti standard specifici di qualità per le prestazioni inerenti alla verifica e alla sostituzione dei misuratori, con riconoscimento di un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard per cause imputabili all'esercente (per una disamina degli standard proposti e dei relativi indennizzi automatici si veda la tavola 6.2).

L'Autorità ha, invece, rinviato a un successivo provvedimento la definizione dei requisiti prestazionali minimi dei misuratori, tenuto conto della necessità di svolgere approfondimenti in merito alle caratteristiche degli strumenti disponibili sul mercato, con particolare riferimento alla capacità di telelettura.

TAV. 6.1 *Numero minimo di tentativi di raccolta della misura e relativa finestra temporale*

TIPOLOGIA DI CONTATORE	TIPOLOGIA DI UTENTE	NUMERO MINIMO DI TENTATIVI DI LETTURA ALL'ANNO	FINESTRA TEMPORALE DI LETTURA
Contatore non teleletto	Minori dimensioni	Una	Una all'anno
	Medie dimensioni	Due	Una nel periodo invernale; una nel periodo estivo
	Maggiori dimensioni	Tre	Due nel periodo invernale; una nel periodo estivo
Contatore teleletto	Qualsiasi	Dodici	Una al mese

Fonte: ARERA.

TAV. 6.2 *Standard specifici di qualità del servizio e relativi indennizzi*

INDICATORE	STANDARD SPECIFICO	INDENNIZZO AUTOMATICO (1)	
		UTENTI DI MINORI DIMENSIONI (≤ 50 kW)	UTENTI DI MEDIE DIMENSIONI (> 50 kW e ≤ 350 kW)
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	Tempo massimo di 15 (quindici) giorni lavorativi	30 €	70 €
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore	Tempo massimo di 10 (dieci) giorni lavorativi, se effettuata *in loco*	30 €	70 €
	Tempo massimo di 30 (trenta) giorni lavorativi, se non effettuata *in loco*	30 €	70 €
Tempo di sostituzione del misuratore guasto o malfunzionante	Tempo massimo di 15 (quindici) giorni lavorativi	30 €	70 €

(1) L'indennizzo è incrementato fino al triplo in caso di ulteriore ritardo nell'esecuzione della prestazione richiesta dall'utente.

Fonte: ARERA.

CAPITOLO 6

Regolazione dell'accesso di terzi alle reti

L'art. 10, comma 17, lettera d) del decreto legislativo n. 102/2014 prevede che l'Autorità individui le condizioni di riferimento per la connessione di impianti di terzi alle reti di telecalore esistenti, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale. A tal fine è necessario definire le condizioni sia tecniche sia economiche per la connessione di impianti di terzi alle reti di teleriscaldamento. Per l'individuazione delle condizioni economiche di riferimento risulta in primo luogo necessario disporre di strumenti che consentano di valutare la sostenibilità economico-finanziaria dei progetti di connessione presentati da soggetti terzi. L'Autorità ha pertanto richiesto a RSE (società Ricerca sul sistema energetico) di sviluppare, nell'ambito della ricerca di sistema, una metodologia per la valutazione dei suddetti progetti di connessione. La metodologia sviluppata da RSE si articola in due distinte analisi. In primo luogo, è possibile effettuare un'analisi costi/benefici che, anche attraverso una corretta valorizzazione delle esternalità (specialmente di carattere ambientale), consenta di valutare se il progetto è in grado di generare valore per la società nel suo complesso. La seconda analisi, di carattere finanziario, è invece finalizzata a valutare la sostenibilità finanziaria del progetto per il gestore della rete, in un'ottica privata. Combinando i risultati delle due analisi è possibile individuare progetti che, pur presentando benefici superiori ai costi in un'ottica sociale, richiedono un sistema di incentivazione per assicurare la sostenibilità finanziaria, attraverso un'opportuna valorizzazione delle esternalità ambientali.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg), del decreto legislativo n. 102/2014, come successivamente modificato e integrato, 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 menzionata delibera 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete di distribuzione dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del 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 del 2020 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Allo stato attuale è stata riconosciuta l'esclusione dalla regolazione per 112 reti di distribuzione del calore, costituite sostanzialmente da micro-reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio.

Iniziative adottate nell'ambito dell'emergenza da Covid-19

Il quadro in base al quale l'Autorità ha impostato i propri provvedimenti regolatori ha risentito profondamente degli effetti dell'epidemia di Covid-19. Le dimensioni del fenomeno epidemico e del potenziale interessamento di più ambiti sul territorio nazionale ha richiesto misure urgenti per il contrasto e il contenimento della diffusione del nuovo Coronavirus.

Alla luce della situazione di emergenza, l'Autorità è intervenuta, nel settore del telecalore come negli altri settori regolati, per assicurare un ordinato processo di recepimento della regolazione, anche attraverso il differimento di termini inerenti alla regolazione vigente.

Con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, dunque, l'Autorità ha in primo luogo previsto il differimento di alcuni adempimenti in capo ai soggetti regolati (in particolare relativamente alle scadenze più ravvicinate), in materia di obblighi informativi per la verifica delle *compliance* della regolazione. Con la medesima delibera è stato, inoltre, precisato che l'eventuale mancato rispetto di standard di qualità derivante dall'emergenza epidemiologica da Covid-19 può essere ricondotto alle "cause di forza maggiore", con la conseguente esclusione dall'obbligo di corresponsione dei relativi indennizzi automatici. Con la delibera 26 maggio 2020, 188/2020/R/tlr, visto il perdurare dell'emergenza epidemiologica, è stato, altresì, stabilito il differimento dei termini di entrata in vigore di alcune disposizioni inerenti alla trasparenza del servizio e alla qualità tecnica. Infine, con la delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tlr, con cui è stata adottata la nuova regolazione del servizio di misura, è stato previsto un periodo di un anno per l'entrata in vigore delle relative disposizioni (rinviate, quindi, al 1° gennaio 2022), proprio per assicurare un congruo lasso di tempo per apportare le necessarie modifiche organizzative e aziendali, tenendo conto della perdurante situazione di emergenza.

CAPITOLO 7

REGOLAZIONE NEL CICLO DEI RIFIUTI URBANI E ASSIMILATI

SETTORIALE

CAPITOLO 7

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nell'ambito delle competenze a essa attribuite in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati (nel seguito, semplicemente rifiuti urbani)[1], nel corso del 2020 ha proceduto a dare attuazione alla regolazione innovativa e asimmetrica, definita nel 2019, coerente con un assetto istituzionale multilivello e in grado di tenere conto degli elementi più significativi riscontrati nei diversi contesti.

Con il nuovo Metodo tariffario rifiuti (MTR) – introdotto alla fine del 2019 e volto a incorporare alcuni primi elementi chiave di trasparenza, efficienza e selettività, nonché a rafforzare la coerenza e la corretta allocazione degli incentivi nelle diverse fasi della filiera – è stato definito un *framework* di regole comune, certo e condiviso 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".

Nei primi mesi del 2020, l'Autorità ha supportato il processo di applicazione della riforma tariffaria, anche introducendo alcune misure tese alla semplificazione procedurale – per ridurre l'onere amministrativo per i soggetti interessati – e al rafforzamento, in un'ottica di tutela degli utenti, dei meccanismi di garanzia per il superamento di casi di inerzia. Inoltre, nel corso del 2020 sono stati chiariti specifici aspetti applicativi in ordine al computo delle tariffe e sono state definite le modalità operative per la trasmissione dei piani economico-finanziari.

Successivamente, l'impatto dell'emergenza sanitaria da Covid-19 ha costretto l'Autorità ad approntare tempestivamente nuovi strumenti regolatori per attenuare le criticità emergenti a seguito del diffondersi della pandemia. In concomitanza con le misure emergenziali adottate dal legislatore sono, infatti, pervenute all'Autorità varie comunicazioni da parte di imprese che operano nei settori regolati e loro associazioni, con cui sono state rappresentate le azioni avviate dai gestori per proseguire regolarmente l'erogazione dei servizi essenziali, evidenziando al contempo la previsione di oneri aggiuntivi da sostenere per far fronte all'emergenza epidemiologica.

In tale scenario, l'Autorità ha adottato provvedimenti urgenti in materia tariffaria in modo da delineare un quadro chiaro e stabile per una trasparente individuazione dei costi del servizio da ripartire tra gli utenti (secondo i meccanismi di mitigazione degli effetti negativi generati dallo stato emergenziale sopra richiamato), assicurando la corretta applicazione delle regole, nonché l'equilibrio economico e finanziario dei gestori e le connesse condizioni di sostenibilità per i fruitori del servizio, in un'ottica di tutela dell'utenza.

Nella seconda metà del 2020 è stata, inoltre, svolta l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie riferite all'anno in parola proposte dagli enti territorialmente competenti (ETC)[2] e sono state adottate le relative delibere di approvazione. L'attività ha visto gli Uffici dell'Autorità impegnati in un'intensa interlocuzione con gli ETC per la corretta conclusione del procedimento. In tale ambito, sono state altresì gestite numerose richieste di intervento per il superamento di casi di inerzia dei gestori, offrendo supporto e chiarimenti alle parti coinvolte.

Contestualmente, l'Autorità ha proseguito l'attività di regolazione della qualità del servizio avviata nel 2019 con la delibera 31 ottobre 2019, 444/2019/R/rif, e relativo allegato A, recante il Testo integrato in tema di trasparenza nel

1 Cfr. art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020" (legge di bilancio 2018).

2 Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, gli enti territorialmente competenti sono i soggetti istituzionali responsabili della validazione del piano economico-finanziario dell'ambito tariffario di competenza, quindi l'ente di governo dell'ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la regione o la provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente.

servizio di gestione dei rifiuti per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (TITR), che disciplina i contenuti minimi obbligatori che i gestori devono riportare sui siti internet, nei documenti di riscossione e nelle comunicazioni individuali agli utenti.

In particolare, nel corso del 2020 sono state completate l'acquisizione e l'elaborazione di dati e informazioni in materia di qualità del servizio ed è stato avviato il processo di confronto con i principali *stakeholder* del settore sugli interventi e sul percorso di graduale implementazione della regolazione della qualità. Sulla base delle evidenze emerse dalla ricognizione e dal confronto con le parti interessate, con il documento per la consultazione 23 febbraio 2021, 72/2021/R/rif, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia di qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Non da ultimo, allo scopo di garantire maggiore uniformità a livello nazionale nelle modalità di erogazione del servizio di gestione dei rifiuti urbani e nella regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori, con la delibera 6 ottobre 2020, 362/2020/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per la predisposizione di schemi-tipo di contratto di servizio.

Nei paragrafi che seguono saranno illustrati gli interventi e le principali attività svolte dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani nel corso del 2020 in relazione a:

- monitoraggio e *governance* degli assetti locali;
- regolazione tariffaria e predisposizione di schemi-tipo di contratto di servizio;
- regolazione della qualità.

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali

Nell'ambito della finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e del perseguimento dell'obiettivo OS.14 "Riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, "Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente", è stato istituito, con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, un Tavolo tecnico permanente in materia di ciclo dei rifiuti urbani e assimilati con regioni e autonomie locali, stabilendo altresì che, in funzione delle tematiche svolte, al Tavolo possano essere invitate a partecipare anche le associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito.

Secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva, l'attività del Tavolo è finalizzata, in particolare, a:

- individuare e monitorare le specifiche criticità relative ai processi decisionali di programmazione, organizzazione e gestione del servizio integrato dei rifiuti urbani;
- rafforzare la cooperazione fra i soggetti territorialmente competenti, anche nella direzione di favorire un perfezionamento del processo di costituzione e/o operatività delle strutture organizzative degli enti di governo dell'ambito;
- individuare forme di confronto con le regioni e le autonomie locali nei casi in cui la richiamata normativa lo preveda espressamente;
- accompagnare la definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza da parte dei soggetti competenti, al fine di promuovere una maggiore trasparenza, attraverso profili di terzietà;

- accompagnare la transizione, sull'intero territorio nazionale, da tassa a tariffa per lo svolgimento del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Nel corso del 2020, sulla base del coordinamento tecnico assicurato dalla Divisione Ambiente, sono state affrontate dal Tavolo, al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione degli elementi venuti in rilievo nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità, le seguenti tematiche:

- monitoraggio dell'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, relativamente alla procedura di approvazione dei piani economico-finanziari e dei corrispettivi tariffari, nonché all'attività di validazione dei dati richiesti dall'Autorità;
- monitoraggio della prima applicazione delle disposizioni regolatorie in materia tariffaria, anche in considerazione dell'emergenza epidemiologica da Covid-19;
- monitoraggio dell'attività di predisposizione, adozione e aggiornamento dei Piani regionali di gestione dei rifiuti, anche in considerazione delle previsioni normative di recepimento del c.d. "Pacchetto di misure sull'economia circolare" di cui al decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116.

Nelle riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle diverse modalità organizzative e gestionali definite dalle amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese.

Tariffe

Nei successivi paragrafi si fornisce una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con particolare riguardo alle misure adottate alla luce dell'emergenza sanitaria da Covid-19.

Modalità applicative e aggiornamento del Metodo tariffario rifiuti

Come anticipato, il processo di applicazione della riforma tariffaria nel corso del 2020 ha visto l'introduzione di alcune misure tese alla semplificazione dei procedimenti di approvazione dei piani economico-finanziari e dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti. Ciò in ragione dell'eterogeneità delle modalità organizzative del servizio adottate nei diversi contesti territoriali, derivante dal mancato completamento del processo di riordino del quadro di *governance* multilivello del settore. Coesistono, infatti, situazioni di avvenuto completamento del processo di istituzione degli enti di governo dell'ambito – sebbene con funzioni e poteri non sempre uniformi tra le diverse realtà regionali –, con contesti in cui tale processo è stato accantonato per promuovere soluzioni maggiormente focalizzate sul singolo ente locale e casi in cui sono state annunciate o avviate riforme che appaiono ancora *in fieri*. Dal confronto con i principali *stakeholder* del settore[3], sono emersi contesti in cui operano diversi gestori – per effetto di affidamenti parcellizzati di singole attività riconducibili a uno dei segmenti del ciclo di gestione dei rifiuti urbani –, nonché casi in cui il soggetto che è investito della responsabilità di dichiarare la veridicità dei dati da considerare (il gestore) coincide con chi è chiamato a validarli (ETC).

3 Al fine di acquisire maggiori informazioni circa le criticità riscontrate nell'applicazione del MTR, l'Autorità ha partecipato a momenti di approfondimento anche organizzando incontri con i rappresentanti dei gestori e le loro associazioni, con gli enti locali e con l'Associazione nazionale comuni italiani e con l'Associazione nazionale degli enti di governo d'ambito per l'idrico e i rifiuti.

Stante il quadro sopra delineato, al fine di accompagnare il processo di applicazione della riforma tariffaria, con la delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif, l'Autorità ha ritenuto necessario:

- prevedere misure tese a evitare sovrapposizioni tra chi è investito della responsabilità di dichiarare la veridicità dei dati e chi è chiamato a validarli: nei casi in cui l'ETC è anche gestore, dunque, l'attività di validazione può essere svolta da un soggetto – ovvero una specifica struttura o unità organizzativa dell'ente medesimo o un'altra amministrazione territoriale – dotato di adeguati profili di terzietà rispetto all'attività gestionale;
- rafforzare, in un'ottica di tutela dell'utenza, i meccanismi di garanzia[4] per il superamento dei casi di inerzia dei soggetti interessati, di cui si dirà più in dettaglio nel seguito; in particolare, vengono disciplinate le conseguenze connesse alla mancata collaborazione da parte del gestore nei confronti dell'ETC nell'ambito della procedura di approvazione, anche se all'ente è comunque richiesto di provvedere alla predisposizione del piano economico-finanziario (PEF) sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione;
- disciplinare le modalità di acquisizione e di presentazione dei dati e degli atti in contesti in cui risultino operativi più gestori, ovvero riferiti a realtà in cui le funzioni attribuite all'ETC prevedano attività sia da parte dell'ente di governo dell'ambito, sia da parte dei comuni ricadenti nel medesimo territorio;
- avviare un procedimento finalizzato alla verifica della coerenza regolatoria degli atti, dei dati e della documentazione trasmessi ai sensi dei commi 6.1 e 6.2 della delibera 443/2019/R/rif, ai fini della relativa approvazione da parte dell'Autorità, anche disciplinando gli effetti di eventuali modificazioni all'uopo ritenute necessarie.

Inoltre, per fornire supporto ai soggetti tenuti alla predisposizione dei piani economico-finanziari, nel computo delle entrate tariffarie secondo i criteri disposti dall'MTR e, in generale, dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti, con la determina 27 marzo 2020, 2/2020 – DRIF, sono stati chiariti ulteriori aspetti applicativi della disciplina tariffaria, con particolare riferimento a:

- l'attribuzione al singolo ambito tariffario e/o al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani dei costi e dei ricavi relativi a eventuali infrastrutture condivise da più ambiti e/o da servizi esterni al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani;
- le modalità di trattamento, nell'ambito dell'MTR, di alcune partite contabili, tra le quali il contributo corrisposto dall'allora Ministero della pubblica istruzione[5], le entrate effettivamente conseguite in conseguenza dell'attività di recupero dell'evasione e quelle derivanti da procedure sanzionatorie;
- la predisposizione del piano economico-finanziario, in assenza dei dati di costo derivanti dal bilancio degli anni precedenti, in conseguenza di avvicendamenti gestionali, prevedendo modalità differenti in relazione alla decorrenza dell'avvicendamento;
- le modalità di trattamento dei ricavi derivanti da incentivi all'energia prodotta da fonti rinnovabili, ai fini della determinazione della componente relativa ai proventi della vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti[6];
- la corretta determinazione delle componenti dei costi operativi comuni inerenti alla quota di crediti inesigibili e alla quota degli oneri di funzionamento di ARERA effettivamente sostenuti dal gestore[7];
- la valorizzazione dei contratti di *leasing* operativo e *leasing* finanziario da parte dell'ETC, su proposta del gestore.

4 Cfr. art. 7 della delibera 443/2019/R/rif.

5 Si tratta di un contributo corrisposto dal Ministero, ai sensi dell'art. 33-bis del decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248 (come convertito dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31) per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani delle istituzioni scolastiche statali. Si segnala che il Ministero della pubblica istruzione menzionato dal testo della norma è stato in seguito denominato Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca e, con il Governo Draghi, suddiviso in Ministero dell'istruzione e Ministero dell'università e della ricerca.

6 Cfr. art. 2.2 dell'MTR, componente AR_a.

7 Cfr. art. 9.1 dell'MTR, componenti CCD_a e $CO_{ARI,a}$.

Inoltre, con la citata determina l'Autorità ha definito le modalità operative per la trasmissione degli atti, dei dati e della documentazione di cui ai commi 6.1 e 6.2 della delibera 443/2019/R/rif, che verrà effettuata tramite apposita piattaforma *extranet*, resa disponibile sul sito dell'Autorità stessa.

Infine, con la delibera 24 novembre 2020, 493/2020/R/rif, ai fini dell'aggiornamento delle entrate tariffarie di riferimento per l'annualità 2021, l'Autorità – secondo quanto già previsto dalla delibera 443/2019/R/rif – ha adeguato taluni valori monetari, individuando:

- i deflatori da considerare per il calcolo del valore delle immobilizzazioni riferite all'anno 2021;
- il tasso di inflazione relativo al 2021, da utilizzarsi per la quantificazione dei costi riconosciuti, di cui all'art. 6 dell'MTR, riferiti alla medesima annualità.

Con la medesima delibera, in considerazione del perdurare della pandemia di Covid-19 (che ha comportato un'ulteriore proroga dello stato di emergenza al 31 gennaio 2021, in seguito di nuovo protratta), l'Autorità – al fine di mitigarne gli effetti, a garanzia della continuità dei servizi essenziali – ha esteso al 2021 talune delle facoltà introdotte con la delibera 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, che originariamente erano state limitate alla sola annualità 2020. I principali contenuti di quest'ultima delibera sono illustrati nel successivo paragrafo.

Misure urgenti a seguito dell'emergenza da Covid-19

Come già anticipato, nel corso del 2020 il processo di implementazione della riforma tariffaria ha risentito profondamente degli effetti dell'emergenza da Covid-19, richiedendo un'azione regolatoria volta a individuare le variazioni dei costi del servizio dovute alla pandemia, preservare la continuità nell'erogazione dei servizi e la tutela degli utenti anche mitigando gli effetti economici sulle categorie più colpite.

Al riguardo, con il comunicato 11 marzo 2020, l'Autorità ha raccomandato l'adozione e la condivisione tra i gestori di prassi tese a garantire la massima sicurezza e protezione dal rischio di contagio di tutto il personale, con particolare attenzione a coloro che hanno funzioni o competenze essenziali per la garanzia della continuità del servizio, precisando altresì che la condizione di stato di emergenza costituisce un elemento di cui tenere necessariamente conto ai fini dell'applicazione delle discipline regolatorie, come, per esempio, quelle relative agli indicatori di qualità del servizio e dei correlati effetti economici.

Alla luce delle novità normative introdotte dal legislatore, in particolare con il decreto legge 17 marzo 2020, n. 18[8] – recante sia il differimento del termine per la determinazione delle tariffe della TARI e della TARI corrispettiva, sia la possibilità per i comuni di approvare, in deroga, le suddette tariffe adottate per l'anno 2019 anche per l'anno 2020 –, si è resa necessaria l'adozione nel settore dei rifiuti urbani di misure urgenti tese ad assicurare, tra l'altro, in un'ottica di tutela dell'utente, la corretta applicazione delle regole di trasparenza previste dall'MTR, nonché l'equilibrio economico e finanziario dei gestori e le connesse condizioni di sostenibilità per i fruitori del servizio.

8 Cfr. art. 107, commi 4 e 5, del DL n. 18/2020, come convertito dalla legge 24 aprile 2020, n. 27, recanti, rispettivamente, il differimento del termine per la determinazione delle tariffe della TARI e della TARI corrispettiva, attualmente previsto dall'art. 1, comma 683-bis, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, al 30 giugno 2020 (comma 4), e la possibilità per i comuni – in deroga all'art. 1, commi 654 e 683, della medesima legge – di approvare le tariffe della TARI e della tariffa corrispettiva adottate per l'anno 2019 anche per il 2020, provvedendo entro il 31 dicembre 2020 alla determinazione e all'approvazione del piano economico-finanziario per il 2020, stabilendo altresì che l'eventuale conguaglio tra i costi risultanti dal piano economico-finanziario per il 2020 e i costi determinati per l'anno 2019 possa essere ripartito in tre anni, a decorrere dal 2021 (comma 5).

Sul tema, con il comunicato 24 marzo 2020 l'Autorità ha evidenziato che:

- la duplice deroga sia alla copertura dei costi[9], sia alla corretta applicazione delle regole di trasparenza e dei calcoli per la loro determinazione stabiliti dall'MTR – che in questo modo svincola la determinazione delle tariffe della TARI e di quella corrispettiva dall'elaborazione del piano economico-finanziario – può rappresentare un mandato generico a replicare i corrispettivi dell'anno precedente, indipendentemente dalla situazione attuale e dalle necessarie verifiche sul costo delle attività da svolgere;
- l'emergenza sanitaria si riflette in crescenti difficoltà operative per i soggetti attivi nella filiera del settore dei rifiuti, ragion per cui l'attenta individuazione delle criticità emergenti[10] deve essere considerata nell'ambito di una visione complessiva di equilibrio economico e finanziario del settore e delle connesse condizioni di sostenibilità per i fruitori del servizio.

In tale contesto, con la delibera 26 marzo 2020, 102/2020/R/rif, l'Autorità ha richiesto agli ETC e ai gestori che erogano il servizio di gestione dei rifiuti ogni informazione utile, qualora specificamente riconducibile all'emergenza da Covid-19, per effettuare un'azione straordinaria di completamento e integrazione della regolazione vigente a garanzia della continuità del servizio di gestione dei rifiuti urbani, della tutela degli utenti e della finanza locale, con particolare riferimento a:

- eventuali oneri aggiuntivi emersi nell'ambito delle attività gestionali;
- eventuali attività gestionali maggiormente colpite, fornendo elementi per una corretta valutazione dei possibili effetti in termini di mantenimento o miglioramento dei livelli di qualità, nonché di modifica o invarianza del perimetro gestito;
- possibili criticità connesse alla gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, indicando elementi utili a valutarne le ricadute in termini di previsioni di riscossione, nonché segnalando eventuali categorie di utenti maggiormente meritevoli di tutela.

Le informazioni acquisite[11] sono state utili per calibrare la valutazione di soluzioni urgenti nell'ambito del vigente quadro regolatorio, consentendo pertanto di rendere più efficace l'impiego di taluni strumenti rispetto alle criticità riscontrate.

Sulla base dei primi elementi acquisiti, nella segnalazione al Parlamento e al Governo del 23 aprile 2020, 136/2020/I/com – come meglio illustrato nel Capitolo 2 del presente Volume –, l'Autorità ha auspicato anche l'adozione di interventi normativi tesi a mitigare, per quanto possibile, la situazione di disagio e le potenziali criticità legate all'emergenza.

A tale scopo, con la delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif, sono state adottate alcune prime misure di tutela straordinarie e urgenti volte a mitigare la situazione di criticità e gli effetti sulle varie categorie di utenze, domestiche e non domestiche, derivanti dalle limitazioni introdotte a livello nazionale o locale per contrastare il diffondersi del virus.

In particolare, per le utenze non domestiche – in ragione della sospensione delle attività stabilita dalla normativa per talune attività industriali e commerciali – si è ritenuto opportuno introdurre alcuni fattori di correzione dei

9 Cfr. art. 1, comma 654, della legge n. 147/2013.

10 Si fa particolare riferimento alle criticità inerenti alla raccolta dei rifiuti prodotti da soggetti positivi al contagio e ai possibili riflessi in termini di tenuta sia della struttura delle filiere di raccolta sin qui sviluppate nel Paese, sia delle infrastrutture di recupero e smaltimento.

11 Sono stati presentati contributi da parte di: associazioni di consumatori domestici e non, gestori del servizio e loro associazioni, comuni e loro associazione, enti territorialmente competenti e consorzi di filiera.

corrispettivi al fine di tenere conto, in osservanza del principio "chi inquina paga", della minore quantità di rifiuti producibili. L'intervento regolatorio è stato declinato selettivamente, con la definizione di riduzioni differenziate in considerazione sia della tipologia di articolazione tariffaria applicata, sia dei giorni di chiusura stabiliti con i provvedimenti governativi sopra richiamati. La delibera ha consentito altresì di applicare fattori di correzione anche a favore di ulteriori categorie di utenti non domestici che, pur non essendo soggette a provvedimenti di sospensione in ragione dell'emergenza epidemiologica, hanno prodotto minori quantitativi di rifiuti, per effetto di una sospensione temporanea delle proprie attività anche su base volontaria.

Per le utenze domestiche, nelle more dell'adozione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri prevista dall'art. 57-*bis* del decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124[12], l'Autorità ha stabilito misure di tutela per le utenze in condizioni economico-sociali disagiate, al fine di favorire l'accesso al servizio in un'ottica di sostenibilità sociale dei corrispettivi. In particolare, il provvedimento ha disposto la possibilità per gli ETC di introdurre, per l'anno 2020, specifiche agevolazioni su base locale, tenuto conto delle criticità sul tessuto socio-economico prodotte dall'emergenza sanitaria. Nello specifico, le agevolazioni tariffarie sono state destinate al singolo nucleo familiare in possesso delle condizioni per l'ammissione al bonus sociale per disagio economico per la fornitura di energia elettrica e/o per la fornitura di gas e/o per la fornitura del servizio idrico integrato, mentre sono state demandate agli ETC la quantificazione dell'agevolazione da riconoscere agli utenti disagiati e l'individuazione di ulteriori categorie di utenti domestici meritevoli di tutela, quali, per esempio, i soggetti in gravi difficoltà economiche a causa della situazione emergenziale. Con la delibera 493/2020/R/rif sopra menzionata, il riconoscimento dei costi imputabili all'adozione di misure di tutela locale a sostegno delle utenze domestiche economicamente svantaggiate è stato prorogato anche per l'anno 2021.

Con il successivo documento per la consultazione 26 maggio 2020, 189/2020/R/rif, l'Autorità, in considerazione dei contributi acquisiti con la delibera 102/2020/R/rif e degli ulteriori approfondimenti effettuati, ha prospettato per gli ETC alcuni strumenti di flessibilità volti al riconoscimento dei costi derivanti dall'applicazione delle misure di mitigazione introdotte dalla delibera 158/2020/R/rif, nonché degli eventuali ulteriori oneri di natura straordinaria derivanti dall'emergenza da Covid-19.

Sulla base delle evidenze emerse[13] nell'ambito della consultazione, con la delibera 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, l'Autorità, confermando la stabilità dell'impostazione regolatoria quale strumento efficace per garantire la continuità dei servizi essenziali, ha dato seguito ai principali orientamenti illustrati nel menzionato documento 189/2020/R/rif e, più in dettaglio, ha ritenuto opportuno:

- per il 2020, prevedere la facoltà per l'ETC di integrare gli obiettivi di qualità del servizio (QL)[14] e di ampliamento del perimetro gestionale (PG)[15] già previsti nell'MTR con un ulteriore obiettivo, $C19_{2020}$, valorizzato nel limite massimo del 3%, al fine di tenere conto delle azioni specifiche messe in atto dagli operatori per la gestione

12 Il legislatore nazionale, all'art. 57-*bis*, comma 2, del DL n. 124/2019, come convertito dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157, ha previsto che l'Autorità assicuri agli utenti domestici del servizio di gestione integrato dei rifiuti urbani e assimilati che si trovano in condizioni economico-sociali disagiate (individuati con criteri analoghi a quelli utilizzati per i bonus sociali relativi agli altri settori energetici regolati) l'accesso alla fornitura del servizio a condizioni tariffarie agevolate; spetta all'Autorità definire le modalità attuative dell'accesso alla fornitura per gli utenti in stato di disagio, tenuto conto del principio del recupero dei costi efficienti di esercizio e di investimento, sulla base dei principi e dei criteri individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (a oggi non ancora adottato), su proposta del Ministro del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dell'economia e delle finanze.

13 Si fa riferimento agli elementi acquisiti ai sensi della delibera 102/2020/R/rif e ai contributi al documento per la consultazione 189/2020/R/rif, relativi, in particolare, agli effetti derivanti dall'emergenza da Covid-19 sul conseguimento degli obiettivi di miglioramento della qualità delle prestazioni e/o di ampliamento del perimetro gestionale, nonché sull'impatto delle misure di tutela dell'utenza introdotte con la delibera 158/2020/R/rif.

14 Cfr. art. 4.3 dell'MTR. QL è il coefficiente per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti. Riguarda in particolare le variazioni – approvate dall'ETC – delle modalità e delle caratteristiche del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, o per il miglioramento delle prestazioni erogate agli utenti quali, per esempio, una frequenza maggiore nelle attività di spazzamento e di raccolta, eventuali incrementi dei livelli di riutilizzo e riciclaggio e/o incrementi significativi della percentuale di raccolta differenziata.

15 Cfr. art 4.3 dell'MTR. PG è il coefficiente per la valorizzazione di modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi come, per esempio, il passaggio dalla raccolta stradale alla raccolta porta a porta o i processi di aggregazione delle gestioni.

dell'emergenza sanitaria, così consentendo il riconoscimento di eventuali incrementi delle entrate tariffarie a copertura di eventuali oneri aggiuntivi riconducibili alla gestione emergenziale;
- confermare, in un'ottica di tutela dell'utenza e di sostenibilità sociale della tariffa, in relazione all'anno 2020, il valore del limite annuale alla crescita delle entrate tariffarie posto pari al 6,6%;
- introdurre due componenti di costo di natura previsionale, $COV^{exp}_{TF,2020}$ e $COV^{exp}_{Tv,2020}$, destinate alla copertura degli scostamenti attesi riconducibili alla gestione emergenziale rispetto ai valori di costo effettivi dell'anno di riferimento per il conseguimento degli obiettivi specifici riferiti alla gestione dell'emergenza;
- estendere la possibilità di presentare la richiesta di superamento del limite annuale alla crescita delle entrate tariffarie in caso di mancato raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario, anche per fare fronte, nell'anno 2020, agli incrementi eccezionali dei costi dovuti alla gestione dell'emergenza sanitaria;
- prevedere una clausola integrativa dei contratti in essere che stabilisce l'obbligo per il gestore subentrante di corrispondere al gestore uscente i conguagli a quest'ultimo spettanti, già quantificati e approvati dall'ETC e non ancora recuperati, al fine di tenere nella dovuta considerazione gli avvicendamenti gestionali.

Per quanto attiene, invece, alle modalità di copertura delle riduzioni tariffarie previste a tutela delle utenze dalla delibera 158/2020/R/rif, il provvedimento in analisi dispone:
- la possibilità per l'ETC di introdurre una specifica componente di costo di natura previsionale, $COS^{exp}_{TV,a}$, finalizzata alla copertura degli oneri sociali variabili derivanti dall'attuazione delle misure di tutela a favore delle utenze domestiche economicamente disagiate;
- in assenza di risorse pubbliche disponibili, la facoltà sempre per l'ETC di individuare, nell'ambito delle entrate tariffarie, anche una componente di rinvio, $RCND_{TV}$, valorizzata nella misura della quota dei costi corrispondente alle mancate entrate tariffarie 2020 conseguenti all'introduzione dei fattori correttivi per le utenze non domestiche disciplinate dalla delibera 158/2020/R/rif, prevedendo contestualmente la facoltà di recuperarla in annualità successive al 2020, fino a un massimo di tre rate. Con riferimento a quest'ultima componente di rinvio è stata inoltre prevista la facoltà, per l'ETC, di richiedere alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) l'anticipazione di tale importo, indicando i gestori beneficiari delle risorse richieste, in ragione delle esigenze di finanziamento connesse alla continuità dell'erogazione dei servizi essenziali;
- due ulteriori componenti a conguaglio, $RCU_{TV,a}$ e $RCU_{TF,a}$, recuperabili anch'esse in un numero massimo di tre rate a partire dall'anno 2021, relative rispettivamente alla differenza tra i costi variabili e fissi determinati per il 2019 (e sottostanti alle tariffe in deroga applicate sulla base di quanto disposto dall'art. 107, comma 5, del decreto legge n. 18/2020) e i costi variabili e fissi risultanti dal piano economico-finanziario per il 2020 approvato, entro il 31 dicembre 2020, in applicazione dell'MTR.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti

Il processo di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative ai piani economico-finanziari e ai corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti, o dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, ai sensi dell'MTR, è stato fortemente condizionato dalle misure emergenziali introdotte dal legislatore, con particolare riferimento sia al susseguirsi di proroghe dei termini di approvazione della TARI 2020, resesi necessarie a causa della grave emergenza sanitaria, sia alla deroga all'applicazione delle disposizioni dell'MTR introdotta dal decreto legge n. 18/2020[16]. In particolare, come già anticipato, il legislatore ha consentito di applicare le tariffe della TARI e della

16 Cfr. art. 107, comma 5, del DL n. 18/2020.

tariffa corrispettiva adottate per l'anno 2019 anche per il 2020, rimandando al 31 dicembre 2020 l'approvazione del piano economico-finanziario secondo la nuova riforma tariffaria dell'Autorità.

Per effetto delle sopra riportate novità normative e in ragione del frequente ricorso alla deroga da parte dei soggetti competenti, l'attività di trasmissione della documentazione sul portale *extranet* dell'Autorità da parte degli ETC, avviata il 3 luglio 2020[17], ha presentato nei primi mesi successivi all'apertura della raccolta dati un numero limitato di richieste di approvazione e, a seguire, un caricamento massivo nei mesi di dicembre 2020 e di gennaio 2021. L'accesso al portale extranet è stato reso disponibile anche oltre il termine ultimo previsto per l'invio (30 gennaio 2021), in considerazione delle difficoltà incontrate dagli ETC per la concomitanza della crisi sanitaria con l'applicazione del nuovo metodo tariffario e il primo utilizzo del sistema *extranet* di trasmissione dei dati.

Più in dettaglio, l'Autorità ha ricevuto le proposte tariffarie relative a 5.435 ambiti[18] – di cui 26 pluricomunali e 5.409 comunali, per un totale di oltre 46 milioni di utenti serviti –, il 70% delle quali dopo il 31 dicembre 2020. La copertura territoriale di tali proposte, corrispondenti nel complesso a circa il 77% della popolazione servita, supera l'80% nelle seguenti Regioni: Emilia-Romagna, Lazio, Liguria, Lombardia, Piemonte, Puglia, Toscana, Umbria e Veneto.

Inoltre, la trasmissione è stata effettuata da 2.803 ETC, di cui 2.722 (97% del totale) coincidenti con il singolo comune, mentre i restanti 81 svolgono le relative funzioni per più comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato le proposte per 1.896 ambiti tariffari.

L'attività istruttoria da parte degli Uffici dell'Autorità è stata caratterizzata da approfondite interlocuzioni con gli ETC finalizzate alla corretta conclusione del procedimento. Al riguardo, sono state approvate le predisposizioni tariffarie presentate da 35 ETC relative a 49 ambiti tariffari, che rappresentano 140 comuni serviti e una popolazione complessiva di 5,2 milioni di abitanti. Si rileva altresì che:

- i gestori coinvolti nelle approvazioni sono 69;
- l'incremento medio delle tariffe registrato è estremamente contenuto, pari allo 0,33%;
- per 13 dei 49 ambiti tariffari, in applicazione dell'art. 3, comma 4, della delibera 57/2020/R/rif in tema di meccanismi di garanzia[19], è stata approvata per l'anno 2020 una tariffa uguale o inferiore alla tariffa del 2019;
- per 15 dei restanti 36 ambiti tariffari, la tariffa risulta inferiore rispetto al 2019;
- in 6 ambiti tariffari sono stati individuati obiettivi sia di miglioramento della qualità del servizio, sia di modifica del perimetro gestionale, e sono stati pertanto valorizzati i parametri QL e PG previsti dall'MTR, mentre in ulteriori 3 ambiti tariffari sono stati individuati unicamente obiettivi di miglioramento della qualità del servizio;
- in un solo ambito tariffario ci si è avvalsi della possibilità di quantificare il coefficiente C19[20] per tenere conto delle azioni specifiche messe in atto dagli operatori per la gestione dell'emergenza da Covid-19, di cui alla richiamata delibera 238/2020/R/rif.

17 Comunicato dell'Autorità 6 luglio 2020 "Raccolta dati Tariffa Rifiuti 2020".

18 I dati riportati sono aggiornati al 15 marzo 2021.

19 Tale articolo prevede che, in caso di inerzia del gestore, l'ETC provveda alla predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ivi compresi i valori dei fabbisogni standard o il dato del costo medio di settore come risultante dall'ultimo Rapporto dell'ISPRA, e in un'ottica di tutela degli utenti, comunque escludendo incrementi dei corrispettivi e adeguamenti degli stessi all'inflazione.

20 Cfr. art. 4.3-bis dell'MTR. C19 è il coefficiente che tiene conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e in particolare della previsione sui costi che verranno sostenuti dal gestore al fine di garantire la continuità e il mantenimento dei livelli di qualità del servizio a seguito dell'emergenza da Covid-19.

Meccanismi di garanzia

La procedura di approvazione tariffaria delineata nell'art. 6 della menzionata delibera 443/2019/R/rif prevede l'obbligo, in capo al gestore[21], di predisporre, secondo la nuova metodologia tariffaria, il piano economico-finanziario e altri atti da trasmettere all'ETC; quest'ultimo, a sua volta, è tenuto a compiere le attività di verifica e validazione dei dati ricevuti, finalizzate alla trasmissione della predisposizione tariffaria all'Autorità, competente ad approvarla.

Nell'ambito del processo di applicazione della nuova regolazione tariffaria è in particolare essenziale che tanto il gestore quanto l'ETC compiano tempestivamente le attività di propria competenza, dal momento che la sequenza procedimentale incontra, nello specifico, due scadenze temporali definite in via normativa. Innanzitutto, la validazione del PEF e la conseguente determinazione delle tariffe per l'anno di riferimento devono intervenire, in via generale, entro il termine di approvazione del bilancio di previsione o altro termine fissato dal legislatore[22]. Successivamente, entro 30 giorni dall'adozione delle pertinenti determinazioni ovvero dal termine stabilito dalla normativa statale di riferimento, l'ETC deve provvedere a trasmettere all'Autorità la predisposizione del piano economico-finanziario e i corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti, o dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione[23] .

Pertanto, specialmente in un'ottica di tutela dell'utente, l'Autorità ha istituito appositi meccanismi di garanzia per fronteggiare situazioni di stallo o inerzia imputabili ai gestori o all'ETC, in modo da favorire l'approvazione delle entrate tariffarie e dei corrispettivi del servizio in coerenza con i criteri disposti dall'MTR.

Con riguardo al primo caso, ove il gestore non ottemperi alle prescrizioni inerenti alla predisposizione del piano economico-finanziario, l'ETC che abbia provveduto a richiedergli i dati e gli atti necessari ne può dare comunicazione all'Autorità, informando contestualmente il gestore. L'Autorità provvede quindi a diffidare il gestore e, in caso di perdurante inerzia, a intimare l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere alla valutazione dei presupposti per l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio, di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

A fronte di tale inerzia, e parallelamente alle iniziative assunte dall'Autorità per richiamare il gestore ai suoi obblighi, è comunque previsto che l'ETC proceda autonomamente alla predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ivi compresi i valori dei fabbisogni standard o il dato del costo medio di settore come risultante dall'ultimo Rapporto dell'ISPRA, e in un'ottica di tutela degli utenti. In tal caso, tuttavia, sono esclusi incrementi dei corrispettivi e adeguamenti degli stessi all'inflazione[24].

Analogamente, nel caso in cui l'ETC rimanga inerte nell'adempimento delle attività di validazione del piano economico-finanziario regolarmente trasmesso dal gestore, questi può segnalarlo all'Autorità, che provvede a diffidare l'ETC e, in caso di perdurante inerzia, a intimare l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/1995.

21 Individuato dall'ETC. Cfr. art. 1.5 della delibera 57/2020/R/rif.

22 In particolare, l'art. 1 della legge n. 147/2013 al comma 683 dispone che "*Il consiglio comunale deve approvare, entro il termine fissato da norme statali per l'approvazione del bilancio di previsione, le tariffe della TARI (...)*". Tale termine è fissato al 31 dicembre di ciascun anno (art. 151, comma 1, decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, Testo unico degli enti locali – TUEL), ma per l'anno 2020 è stato ripetutamente rinviato fino a essere definitivamente stabilito al 31 ottobre con decreto del Ministero dell'Interno 30 settembre 2020. Per quanto concerne le specifiche disposizioni varate con il decreto legge n. 18/2020, si rimanda a quanto detto in precedenza.

23 Cfr. art. 8 della delibera 443/2019/R/rif.

24 Cfr. art. 3.4 della delibera 57/2020/R/rif.

CAPITOLO 7

Nel corso dell'anno 2020, l'Autorità ha ricevuto oltre 300 richieste di intervento, provenienti nella totalità dei casi da parte di ETC – che solo nell'11% circa dei casi sono costituiti da enti organizzati in forma associativa –, mentre le altre segnalazioni sono state trasmesse da singoli comuni. Il 48% delle segnalazioni si è risolto con l'adempimento degli obblighi regolatori da parte dei soggetti coinvolti a seguito del supporto e dei chiarimenti forniti agli interessati. Nei restanti casi si è, invece, reso necessario intervenire con le previste diffide dirette ai soggetti inerti, che nella quasi totalità dei casi hanno prestato massima collaborazione, provvedendo a porre fine all'inerzia denunciata dal rispettivo ETC mediante la trasmissione dei dati e delle informazioni richieste. Solo in due casi, a fronte del perdurare dell'inerzia nonostante le interlocuzioni con gli Uffici e la diffida trasmessa, è stato necessario deliberare, con i provvedimenti 22 dicembre 2020, 590/2020/R/rif e 591/2020/R/rif, l'intimazione formale ad adempiere alle prescrizioni rimaste inosservate entro un breve termine; in un caso tale strumento si è rivelato efficace e risolutivo.

Regolazione della qualità e schema di contratto-tipo

Nell'ambito della regolazione del rapporto tra gestore e utente, in ragione dell'emergenza sanitaria conseguente alla diffusione del Covid-19, l'Autorità è intervenuta con misure tese a contenere la situazione di disagio e potenziale criticità sia per gli utenti dei servizi – sospendendo i pagamenti delle fatture/avvisi di pagamento emessi o da emettere nelle zone inizialmente più colpite dalla pandemia –, sia per i gestori – rinviando l'applicazione delle disposizioni regolatorie –. Con riferimento al settore dei rifiuti urbani, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, è stata posticipata l'entrata in vigore della disciplina in tema di trasparenza introdotta con la delibera 444/2019/R/rif e il relativo allegato A (TITR)[25]; più precisamente, sono stati differiti:

- dal 1° aprile 2020 al 1° luglio 2020, il termine di entrata in vigore delle disposizioni in ordine agli elementi informativi minimi che devono essere garantiti all'utente del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani[26];
- dal 30 aprile 2020 al 31 luglio 2020, il termine entro il quale i gestori delle attività di raccolta e trasporto e delle attività di spazzamento e lavaggio delle strade sono tenuti ad adempiere agli obblighi informativi nei confronti del gestore dell'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti[27].

Oltre a ciò, con la delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com, è stata prevista la sospensione, fino al 30 aprile 2020, anche dei termini di pagamento dei documenti di riscossione emessi o da emettere per le utenze del servizio integrato dei rifiuti urbani site nei Comuni interessati dalle misure urgenti di contenimento del contagio di cui all'allegato 1 del DPCM 1° marzo 2020[28], ed è stata altresì disposta la rateizzazione di tali importi senza discriminazione e senza applicazione di interessi a carico degli utenti, previa informativa da inviare ai soggetti interessati sui loro diritti.

In tale contesto, l'Autorità ha proseguito la sua attività di regolazione in materia di qualità dei servizi e di predisposizione di schemi-tipo di contratto, di cui si dirà più in dettaglio nei successivi paragrafi.

25 Per una più dettagliata descrizione del provvedimento, si rimanda al Capitolo 7 del Volume 2 della Relazione Annuale 2020.
26 Cfr. art. 2.3, lettera a), del TITR.
27 Cfr. art. 11.1, lettera a), del TITR.
28 Si fa riferimento ai Comuni di Bertonico, Casalpusterlengo, Castelgerundo, Castiglione d'Adda, Codogno, Fombio, Maleo, San Fiorano, Somaglia, Terranova dei Passerini, Vò.

Primi orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio

Con la delibera 5 aprile 2018, 226/2018/R/rif, è stato avviato un procedimento per la regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, nell'ambito del quale, con il TITR, l'Autorità ha ritenuto prioritario definire la disciplina dei contenuti informativi minimi obbligatori che i gestori devono riportare sui siti internet, documenti di riscossione e comunicazioni individuali agli utenti tenuti al pagamento della TARI o della tariffa corrispettiva per la fruizione del servizio, rinviando a successivi documenti per la consultazione la formulazione di proposte relative a indicatori e standard minimi di qualità del servizio medesimo, a valle di una raccolta dati dedicata.

A tale scopo, nel secondo semestre 2019[29] sono state avviate due raccolte dati in materia di qualità del servizio, da cui è emerso un settore fortemente eterogeneo con significative differenze tra le macro-aree del Paese e, più in generale, la scarsa diffusione di indicatori, relativi standard prestazionali e indennizzi all'utente nel caso di inadempienze o disservizi per cause imputabili al gestore del servizio[30]. Sulla base delle evidenze emerse dalla ricognizione e dagli incontri tecnici con i principali *stakeholder* del settore[31], organizzati nel settembre 2020, con il documento per la consultazione 23 febbraio 2021, 72/2021/R/rif, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia di regolazione di alcuni profili di qualità contrattuale e tecnica – che andranno anche a integrare alcune disposizioni introdotte dal TITR – volti a garantire a tutte le categorie di utenti (domestici e non), secondo un percorso di gradualità, un adeguato livello qualitativo del servizio. Gli interventi prospettati sono stati individuati in coordinamento con le istituzioni competenti, al fine definire un quadro di regole certo e stabile che dovrà essere applicato in modo uniforme e omogeneo da tutti i gestori del servizio, armonizzando le misure inerenti ai profili di qualità contrattuale e tecnica oggetto della regolazione dell'Autorità con quanto disposto dai Criteri ambientali minimi[32] che le stazioni appaltanti, ai sensi del decreto legislativo 19 aprile 2016, n. 50 (c.d. nuovo Codice dei contratti pubblici), devono inserire nella procedura selettiva per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono.

Più in dettaglio, gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione riguardano:

- la qualità contrattuale, ossia le prestazioni rese dal gestore generalmente su richiesta dell'utente, quali: le modalità e le procedure per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni, delle richieste di rettifica e di rimborso degli importi erroneamente addebitati, la gestione dei punti di contatto con l'utente, il ritiro dei rifiuti ingombranti, la gestione del servizio di riscossione;
- la qualità tecnica delle prestazioni erogate agli utenti, con la previsione di obblighi di servizio e di standard tesi a favorire la continuità nell'erogazione del servizio (limitazione delle interruzioni), la regolarità nel suo espletamento (rispetto del programma dei passaggi della raccolta e dello spazzamento delle strade) e la sicurezza (misure volte a limitare e gestire gli effetti dei disservizi o di situazioni di pericolo o disagio per l'ambiente, le persone o le cose).

29 Si vedano le determine 10 ottobre 2019, 3/2019 – DRIF, e 18 dicembre 2019, 4/2019 – DRIF, descritte nel Capitolo 7 del Volume 2 della *Relazione Annuale* 2020.

30 Per maggiori dettagli sugli esiti della raccolta dati in materia di qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani (determina 3/2019 – DRIF) si rimanda al Capitolo 6 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2020.

31 Hanno partecipato agli incontri tecnici i rappresentanti di alcuni gestori e loro associazioni, le associazioni dei consumatori domestici e non, l'Associazione nazionale comuni italiani, e l'Associazione nazionale degli enti di governo d'ambito per l'idrico e i rifiuti.

32 I Criteri ambientali minimi adottati dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 13 febbraio 2014 in ambito del servizio dei rifiuti urbani risultano attualmente in revisione, a seguito dell'emanazione del nuovo Codice dei contratti pubblici, che all'art. 34 prevede come obbligatorio nella documentazione progettuale e di gara l'inserimento delle specifiche tecniche e delle clausole contrattuali e delle direttive del "Pacchetto economia circolare".

CAPITOLO 7

L'obiettivo dell'intervento regolatorio è di rafforzare e omogeneizzare i livelli di tutela degli utenti, valorizzando al contempo le efficienze conseguite dai gestori più virtuosi, allo scopo di favorire la progressiva convergenza delle diverse realtà gestionali verso un modello ottimale di gestione in termini di prestazioni garantite all'utente e condizioni per l'erogazione del servizio efficienti e ambientalmente sostenibili. Tutto questo adottando un approccio regolatorio incentivante, graduale e asimmetrico che tenga conto del livello qualitativo effettivo delle gestioni, con obiettivi crescenti tra il primo periodo regolatorio (contraddistinto dall'adozione di obblighi prestazionali minimi e standard generali di qualità) e il secondo periodo regolatorio (contraddistinto dall'introduzione di standard specifici e di indennizzi automatici a favore degli utenti nel caso in cui il gestore non rispetti i predetti standard).

In generale, in relazione ai profili di qualità contrattuale e tecnica, e secondo l'approccio sopra descritto, l'Autorità intende prevedere un *set* di obblighi di servizio valido per tutte le gestioni.

In particolare, per i profili di qualità contrattuale, oltre all'adozione di un'unica Carta della qualità dei servizi, si prospetta:

- l'adozione di specifiche procedure per la gestione di reclami e richieste scritte di informazioni;
- l'obbligo di attivazione di un servizio telefonico gratuito;
- l'accesso alla rateizzazione gratuita per almeno due rate semestrali e l'incremento delle rate per importi sensibilmente superiori a quelli ordinariamente pagati, nonché la previsione di almeno un'opzione di pagamento gratuita degli importi dovuti;
- l'introduzione di una procedura per la gestione della rettifica delle somme erroneamente addebitate e il rimborso degli importi non dovuti;
- la garanzia del ritiro dei rifiuti ingombranti senza oneri aggiuntivi per gli utenti (con eventuali limitazioni, fatta eccezione per le categorie di utenti più fragili);
- l'adozione di una procedura per la gestione delle richieste di ritiro dei rifiuti ingombranti, nonché la pubblicazione, nella sezione web attivata dal gestore ai sensi del TITR, dei recapiti per la presentazione di tali richieste.

Per quanto riguarda invece i profili di qualità tecnica il documento per la consultazione prospetta:

- l'obbligo di predisporre un Programma dei passaggi per lo svolgimento delle attività di raccolta e spazzamento e la mappatura dei contenitori della raccolta;
- l'attivazione di un numero verde gratuito per le segnalazioni di disservizi (servizio di intervento) e di situazioni di pericolo o disagio per l'ambiente, persone o cose (pronto intervento).

Gli obblighi di servizio sopra menzionati verranno affiancati a:

- indicatori e relativi standard generali di qualità, allo scopo di assicurare un livello qualitativo minimo delle prestazioni, di cui si è detto sopra, ipotizzando altresì eventuali forme di gradualità nell'implementazione per consentirne l'applicazione da parte di tutti i soggetti obbligati;
- meccanismi incentivanti in grado di incoraggiare percorsi di miglioramento delle performance conseguite dal gestore, a beneficio degli utenti, valutando sia il coinvolgimento degli ETC nel processo di selezione e approvazione di tali meccanismi, tenuto conto delle loro maggiori informazioni sui contesti di competenza e, in particolare, sulla *willingness to pay*[33] degli utenti per i miglioramenti di qualità del servizio, sia – ai fini della copertura dei premi – l'introduzione di un sistema di riconoscimento dei premi basato su logiche di tipo perequativo su base nazionale, istituendo presso CSEA un apposito Conto per la promozione della qualità nel servizio di gestione dei rifiuti;

33 Per *willingness to pay* si intende la somma massima che un utente è disposto a pagare per ottenere un miglioramento della qualità del servizio.

- obblighi di registrazione dei dati relativi alle performance effettivamente conseguite dal gestore e connessi obblighi di comunicazione all'Autorità, riguardo in particolare agli indicatori che verranno introdotti, ipotizzando il coinvolgimento dell'ETC nella validazione di tali dati, in ragione della presenza di affidamenti parcellizzati di singole attività riconducibili a uno dei segmenti del ciclo di gestione dei rifiuti urbani e, conseguentemente, dell'elevato numero di gestori;
- il riconoscimento degli eventuali oneri incrementali sostenuti dal gestore per l'adeguamento alla nuova disciplina della qualità nell'ambito dell'aggiornamento dell'MTR, qualora le misure introdotte non siano già previste nel contratto di affidamento o nella Carta della qualità del gestore medesimo, tenuto anche conto della possibilità di calibrare efficacemente il vincolo alla crescita delle entrate tariffarie.

Il *set* di regole sopra prospettato sarà declinato nell'ambito della Matrice di schemi regolatori (Tav. 7.1), consentendo a ciascun ETC, in possesso di tutti gli elementi conoscitivi necessari, di selezionare lo schema (ossia il *set* di obblighi) corrispondente alle condizioni di partenza della gestione[34], individuate sulla base della previsione nel contratto di servizio e/o nella Carta della qualità di obblighi in capo al gestore aventi a oggetto la qualità contrattuale e/o la qualità tecnica.

TAV. 7.1 *Matrice di schemi regolatori*

		PREVISIONI DI OBBLIGHI E STRUMENTI DI CONTROLLO IN MATERIA DI QUALITÀ TECNICA (CONTINUITÀ, REGOLARITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO)	
		QUALITÀ TECNICA = NO	QUALITÀ TECNICA = SÌ
PREVISIONI DI OBBLIGHI IN MATERIA DI QUALITÀ CONTRATTUALE	QUALITÀ CONTRATTUALE = NO	**Schema I** Obblighi minimi	**Schema III** Livello intermedio
	QUALITÀ CONTRATTUALE = SÌ	**Schema II** Livello intermedio	**Schema IV** Livello avanzato

Fonte: ARERA.

Il soggetto obbligato all'attuazione del *set* di regole corrispondente allo specifico schema è individuato nel gestore del servizio integrato dei rifiuti urbani, ovvero, per quanto riguarda gli ambiti tariffari in cui non opera un gestore integrato (salvo specifica deroga[35]):

- nel gestore dell'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, con riferimento ai profili di qualità contrattuale e, in particolare, agli obblighi relativi alla gestione dei reclami, delle richieste scritte di informazioni, dei punti di contatto con l'utente, nonché gli obblighi in materia di riscossione, rettifica delle somme richieste e rimborso degli importi non dovuti;
- nel gestore della raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade, ognuno per le attività di propria competenza, per quanto riguarda le prestazioni relative alla disciplina in materia di qualità tecnica del servizio e al ritiro dei rifiuti ingombranti, che richiedono l'utilizzo di mezzi e *know-how* specifici nell'esclusiva disponibilità del gestore che fornisce lo specifico servizio.

34 Per gestione si intende l'ambito tariffario, ovvero il territorio sul quale si applica la medesima tariffa (sia essa TARI o tariffa corrispettiva). Ha necessariamente dimensione comunale nel caso di applicazione del tributo TARI, mentre può avere dimensione comunale o sovracomunale nel caso di applicazione della tariffa corrispettiva.

35 L'Autorità intende altresì consentire all'ETC di individuare quale soggetto responsabile delle prestazioni inerenti ai punti di contatto con l'utente, nonché alla gestione dei reclami e delle richieste scritte di informazioni per le attività di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, il gestore integrato del servizio – previa intesa con quest'ultimo – in luogo del gestore dell'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora, in ragione della stabilità organizzativa acquisita nel tempo, tale operatore sia più agevolmente identificabile dagli utenti.

Infine, allo scopo di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure proposte, si ipotizza di prevedere un primo periodo regolatorio di breve durata, a decorrere dal 1° luglio 2022, prospettando altresì un'entrata in vigore semplificata per i primi sei mesi del periodo regolatorio (con rinvio al 1° gennaio 2023 degli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi agli indicatori e agli standard di qualità adottati).

Predisposizione dello schema-tipo di contratto di servizio

Tra le funzioni di regolazione che la legge n. 205/2017 ha espressamente attribuito all'Autorità, sono incluse anche quelle in materia di "*definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'articolo 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152*".

In esecuzione di tale previsione, in occasione dell'approvazione del Piano strategico 2019-2021, l'Autorità ha posto come obiettivo la disciplina dei contenuti minimi dei contratti di servizio, unitamente alla promozione della trasparenza e alla graduale convergenza a livello nazionale verso standard minimi di qualità (OS.9), con previsione di attuazione (sotto-obiettivo 9 d) a partire dal secondo semestre 2021.

A tal fine, è stata avviata una prima ricognizione degli schemi-tipo predisposti a livello regionale e di ulteriori contratti predisposti dagli ETC, da cui è emersa una forte disomogeneità nei rapporti contrattuali fra enti affidanti e soggetti gestori. In particolare, la ricognizione ha evidenziato:

- un'estrema disomogeneità territoriale nelle modalità di affidamento del servizio e nei relativi contratti, che differiscono per durata, perimetro di attività, regime giuridico prescelto per la gestione e altre condizioni di erogazione del servizio;
- l'assenza, in alcuni contratti, degli elementi essenziali previsti dalla normativa vigente, tra cui il regime giuridico e la durata;
- rispetto al perimetro delle attività, l'indicazione generica dei criteri di distinzione tra i servizi di base e gli ulteriori servizi effettuati su richiesta dell'utente a fronte del pagamento di un corrispettivo, nonché dei criteri e delle condizioni necessarie alla modifica, in corso di affidamento, del perimetro delle attività;
- la carenza di elementi tesi a favorire la trasparenza in merito alla qualità dei servizi che devono essere offerti dal gestore quali, per esempio, l'adozione e la pubblicazione della Carta dei servizi.

Peraltro, dall'analisi della documentazione di gara relativa ad alcune procedure di affidamento sono emersi anche alcuni profili di incompatibilità rispetto ai criteri tariffari definiti con la delibera 443/2019/R/rif, specie per quanto concerne la determinazione di corrispettivi idonei a garantire il principio di copertura dei costi efficienti del servizio e l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni interessate. Inoltre, in generale, nel corso di alcuni approfondimenti con gli *stakeholder* del settore è emersa l'esigenza di disporre di uno schema-tipo di contratto di servizio che contempli, tra l'altro, i criteri di subentro nel caso di avvicendamenti gestionali.

Pertanto, alla luce di tali prime evidenze, con la già richiamata delibera 362/2020/R/rif è stato avviato il procedimento per la predisposizione di schemi-tipo dei contratti di servizio per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani o di uno dei servizi che lo compongono, al fine di garantire maggiore uniformità a livello nazionale nelle modalità di erogazione del servizio stesso. L'Autorità ritiene, infatti, che sia necessario definire uno o più schemi-tipo di regolamento contrattuale che prevedano

standard omogenei nei rapporti fra enti affidanti e soggetti gestori, al contempo adattabili alle diverse realtà presenti nel settore, soprattutto considerando che la configurazione produttiva del comparto presenta rilevanti profili concorrenziali, sia con riferimento alla gestione di talune fasi del ciclo dei rifiuti o all'erogazione di servizi, sia riguardo alle possibili ricadute per altri settori produttivi, con i quali le relazioni non si limitano alla fornitura di servizi, ma possono estendersi allo scambio di materiali. Tutto questo con lo scopo di contribuire a rendere più trasparente e certo il quadro di regole di riferimento.

Per il conseguimento di tali obiettivi, nell'ambito del contratto-tipo saranno disciplinati:

- i rapporti tra ente affidante e soggetto gestore, anche in funzione della forma di gestione prescelta;
- i livelli dei servizi da garantire e gli strumenti di controllo e verifica del rispetto delle prestazioni richieste;
- le modalità tecnico-economiche di svolgimento del servizio stesso;
- i criteri per la determinazione del valore di subentro alla scadenza dell'affidamento, nel caso in cui vi sia un avvicendamento gestionale; in questo ambito le prime disposizioni sono state introdotte con la delibera 238/2020/R/rif in relazione alle modalità di recupero dei conguagli dall'MTR.

CAPITOLO 8

MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 8

Servizi di tutela, di ultima istanza e a tutele graduali

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente 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 (c.d. legge concorrenza), come da ultimo modificata dalla legge 26 febbraio 2021, n. 21, di conversione del decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183, è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 lo sarà per le micro-imprese[1] e per i clienti domestici.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici e dalle micro-imprese e titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW, sono riforniti, ai sensi del combinato disposto della legge n. 125/2007 e della legge n. 124/2017, nel servizio a tutele graduali, qualora rispettino le caratteristiche dimensionali in termini di fatturato e numero di dipendenti propri delle piccole imprese, e, nei restanti casi, nel servizio di salvaguardia. 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, individuati dalla Corte di giustizia europea[2], di proporzionalità e di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017[3] le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerente le caratteristiche di tale servizio con 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;

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva 2019/944/UE 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.
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/eel.

- per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED), è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale. 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.

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 degli importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene sommato 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 dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (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 aprile-giugno 2020, con la delibera 26 marzo 2020, 100/2020/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2020, con la delibera 25 giugno 2020, 240/2020/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2020, con la delibera 29 settembre 2020, 351/2020/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 602/2020/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Per quanto riguarda i costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 29 dicembre 2020, 604/2020/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza dal 1° gennaio 2021, 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.

Nell'ambito del suddetto aggiornamento l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2020, dalla delibera 27 dicembre 2019, 576/2019/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 (tale fenomeno è 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 tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud); tale distinzione è necessaria poiché l'ultima componente menzionata dipende 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 e tipologia di clienti; tale livello è stato 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:
  - 0,24% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
  - 0,72% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
  - 1,15% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Nord;
  - 2,50% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo del 2019, 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), confermando il livello del tasso di interesse nominale pari a 6,5% utilizzato per l'anno 2020 e non considerando, 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, anche per il 2021 operano 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'efficientamento connesso alla propria dimensione aziendale.

Rispetto agli anni precedenti, inoltre, con la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, è stata rimandata a successivo provvedimento la definizione delle modalità applicative del meccanismo di compensazione uscita clienti relativo all'anno 2021. Tale meccanismo compensa 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. Le ragioni del rinvio relativamente al 2021 sono connesse all'esigenza di condurre valutazioni complessive che tengano conto anche dell'assetto previsto per il servizio di tutele graduali, che nel primo semestre del 2021, in via transitoria, è erogato dagli stessi esercenti la maggior tutela.

La richiamata delibera 604/2020/R/eel ha, altresì, aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° gennaio 2021 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 a 1,51%, differenziato per tipologie di clienti (1,17% per i clienti domestici e 1,73% per i clienti BT altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2019, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa sull'*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 54 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, confermando il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7% utilizzato per il 2020, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la cui copertura è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 604/2020/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2021, mantenendo la struttura prevista già per il 2020, costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno), e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi.

Servizio di salvaguardia

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (c.d. 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 suddetto meccanismo di reintegrazione 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, 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

4 Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

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 suddetto in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia 2019-2020 sono disciplinati dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento al tale esercizio, la delibera 10 novembre 2020, 454/2020/R/eel, ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2018. Infine, la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative anche per il meccanismo in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia in corso 2021-2022.

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 dei nuovi esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022, l'Autorità, con la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha rivisto la disciplina del servizio anche tenuto conto dell'esito della consultazione condotta a mezzo del documento 28 luglio 2020, 297/2020/R/eel.

In particolare, rispetto alle precedenti assegnazioni del servizio, con la delibera 356/2020/R/eel:

- è stata rivista la configurazione delle aree per l'assegnazione del servizio, per tenere conto della revisione delle zone di mercato all'ingrosso decorrente dal 1° gennaio 2021, ai sensi delle delibere 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel, e 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel;
- sono stati integrati i requisiti di solidità economico-finanziaria e di onorabilità per la partecipazione alle procedure;
- sono stati inclusi, nelle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, i dati sui quantitativi di energia elettrica riconducibili a prelievi fraudolenti dei clienti finali del servizio di salvaguardia;
- è stata prevista l'introduzione, da parte di Acquirente unico, di modalità telematiche per la trasmissione delle istanze di partecipazione alle gare;
- sono stati introdotti specifici meccanismi di reintegrazione a favore degli esercenti la salvaguardia da applicare con riferimento ai prelievi dei clienti che accedono al servizio a valle della risoluzione del contratto di dispacciamento e/o trasporto del venditore del mercato libero, nello specifico prevedendo:
  - un meccanismo atto a riequilibrare gli esercenti rispetto alla mancata applicazione del parametro *omega* (Ω), formulato in sede di gara, per il periodo intercorrente dall'attivazione del servizio fino all'ultimo giorno del mese successivo alla data di tale attivazione;
  - un meccanismo atto a compensare gli esercenti degli eventuali oneri di sbilanciamento che l'attivazione di nuovi clienti secondo le tempistiche di cui alla delibera 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel, potrebbe comportare in termini di programmazione dei prelievi, perlomeno nei primi giorni di attivazione della fornitura.

Il 25 novembre 2020 Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali. Con riferimento agli esiti, nella tavola 8.1 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. 8.1 *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	Enel Energia	14,90
Lombardia	A2A Energia	10,17
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	Enel Energia	10,90
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia	13,57
Lazio	Enel Energia	13,30
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm	16,84
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	11,80
Calabria	Enel Energia	26,60
Sicilia	Enel Energia	17,80

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto nel tempo di successivi rinvii: la legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e attribuiva all'Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all'indomani del venire meno della maggior tutela.

Successivamente, la legge n. 124/2017 è stata modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha prorogato il termine di superamento del servizio di maggior tutela rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese. Tale ultima scadenza è stata da ultimo differita al 1° gennaio 2023 dalla legge n. 21/2021; al contempo è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza "a tutele graduali" (analogo a quello originariamente denominato dalla legge n. 124/2017 "servizio di salvaguardia"), disciplinato dall'Autorità.

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/2017, l'Autorità, a seguito del documento per la consultazione 16 giugno 2020, 220/2020/R/eel, 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 e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e che, a partire dal 1° gennaio 2021, non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato. La regolazione del servizio per le restanti micro-imprese e per i clienti domestici sarà invece oggetto di successivi interventi regolatori.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali sia 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 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 avverrà a 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 saranno 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 che dovranno essere corrisposte;
- 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 tali condizioni, 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 (dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera in parola, infine, ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati dai clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele graduali (c.d. meccanismo di reintegrazione tutele graduali). Ne definisce, inoltre, i criteri e le modalità incentivanti a un'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. In seguito, 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.

Mercato del gas

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente i 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, così come modificato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 (convertito dalla legge 9 agosto 2013, n. 98), che ha previsto che nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, e per i soli clienti domestici, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni dettate dalla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo sarà superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dalla legge n. 21/2021, a partire dal 1° gennaio 2023.

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, con cadenza trimestrale, è stata aggiornata la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso; sono state, inoltre, aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2020, con la delibera 26 marzo 2020, 100/2020/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2020, con la delibera 25 giugno 2020, 241/2020/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2020, con la delibera 29 settembre 2020, 352/2020/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 601/2020/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Con la delibera 29 dicembre 2020, 603/2020/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° gennaio 2021, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2020. In particolare, l'aggiornamento 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, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,09%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2019, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina sull'*unbundling*, 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 47 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, confermando, in coerenza con quanto fatto anche per il settore dell'energia elettrica, il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7%, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la cui copertura è previsto un riconoscimento separato.

Con la medesima delibera 603/2020/R/gas sono stati altresì aggiornati, a partire dal 1° gennaio 2021, i valori della componente UG_{2}, in coerenza con quanto previsto dalla delibera 30 giugno 2020, 247/2020/R/gas, emanata in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, sezione I, 7 gennaio 2020, n. 38, di annullamento parziale della delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas. In particolare, la delibera 247/2020/R/gas ha rideterminato il perimetro di applicazione dell'elemento UG_{2k} della componente UG_{2}, estendendolo a tutti i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, limitatamente ai primi 200.000 S(m^3) prelevati in un anno, e ha previsto che tale elemento UG_{2k} sia determinato in maniera differenziata tra i clienti con consumi annui fino a 200.000 S(m^3) e i clienti che eccedono tale soglia di consumo.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

Con riferimento alle modalità di determinazione della materia prima gas, la delibera 24 marzo 2020, 84/2020/R/gas, ha confermato anche per tutto l'anno termico 2020-2021 il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF (*Title Transfer Facility*) per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Il periodo di applicazione del riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF è stato fissato in considerazione delle analisi relative al grado di liquidità del mercato nazionale e della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale.

Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR) la medesima delibera 84/2020/R/gas ha stabilito i valori per l'anno termico 2020-2021, confermando i criteri utilizzati nella delibera 26 marzo 2019, 112/2019/R/gas.

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 vulnerabili, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini a uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m^3)/anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico[5]. Il servizio di *default*, invece, è volto a garantire il bilanciamento della rete nei confronti dei clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate[6]. 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*.

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 dell'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).

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 2013-2014[7]. 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 di utenze del servizio pubblico) e, per l'FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (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 $UG3_{UI}$ della componente UG3 della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 40.3, lettera h) del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG).

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 21 luglio 2020, 283/2020/R/gas, ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per l'FD_D e pari a un anno termico: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi; inoltre, l'assegnazione per un solo anno termico permette di individuare un arco temporale che, da un lato, sia sufficiente a consentire il recupero dei costi associati all'erogazione dei servizi e, dall'altro, risulti coerente con il complessivo contesto di mercato, oggetto di revisione ai sensi della legge n. 124/2017 e s.m.i. La richiamata delibera ha, altresì, confermato l'impianto complessivo già adottato dalla delibera 9 luglio 2019, 301/2019/R/gas, in merito a: i) 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; ii) le condizioni economiche applicate ai clienti; iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali; iv) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

Nel mese di settembre 2020 Acquirente unico ha svolto le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza. Le tavole 8.2 e 8.3 mostrano, per ciascuna macro-area, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_D.

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.

TAV. 8.2 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m³) A P.C.S. 38,1 MJ/S(m³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	24,76	60.500.000
	2°	Enel Energia	30,90	60.000.200
2. Lombardia	1°	Hera Comm	22,86	60.500.000
	2°	Enel Energia	25,10	60.000.200
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	22,46	60.500.000
	2°	Enel Energia	37,10	60.000.200
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	11,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	24,10	60.000.200
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	20,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	27,10	60.000.200
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	13,56	60.500.000
	2°	Enel Energia	15,10	60.000.200
7. Lazio	1°	Hera Comm	20,66	60.500.000
	2°	Enel Energia	22,10	60.000.200
8. Campania	1°	Hera Comm	26,86	60.500.000
	2°	Enel Energia	32,10	60.000.200
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	14,10	60.000.200
	2°	Hera Comm	20,66	60.500.000

Fonte: ARERA.

TAV. 8.3 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_0 per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	23,63
	2°	Enel Energia	29,90
2. Lombardia	1°	Hera Comm	22,86
	2°	Enel Energia	26,30
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Enel Energia	26,50
	2°	Hera Comm	49,31
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	25,76
	2°	Enel Energia	27,20
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	29,36
	2°	Enel Energia	38,70
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	29,26
	2°	Enel Energia	33,30
7. Lazio	1°	Enel Energia	32,50
	2°	Hera Comm	37,78
8. Campania	1°	Enel Energia	36,20
	2°	Hera Comm	59,81
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	36,30
	2°	Hera Comm	59,11

Fonte: ARERA.

Servizio di *default* di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con delibera 14 giugno 2012, 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 a 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, Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente l'SdD_T e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T.

Con le delibere 28 gennaio 2020, 19/2020/R/gas, e 8 settembre 2020, 328/2020/R/gas, l'Autorità ha prorogato rispettivamente sino al 30 settembre 2020 e sino al 31 settembre 2021 la disciplina transitoria e derogatoria applicabile nei confronti della società ILVA di cui all'art. 4 della delibera 6 agosto 2015, 417/2015/R/gas, precisando che tutti i riferimenti al fornitore transitorio, contenuti in tale articolo, devono intendersi compiuti nei confronti dell'impresa maggiore di trasporto in quanto soggetto esercente il servizio di *default* di trasporto nel predetto periodo e che, pertanto, il meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento è disciplinato dall'art. 10 della delibera 249/2012/R/gas.

Similmente agli anni passati, in cui Snam Rete Gas ha svolto il servizio di *default* di trasporto direttamente, la società ha comunicato la sua disponibilità a svolgere l'SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto anche per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021, a seguito di specifiche richieste pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con la delibera 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto, a partire dal 1° ottobre 2020, la possibilità che sia individuato con urgenza, in mancanza degli FT_T, un soggetto alternativo che assicuri l'erogazione dell'SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto. Il medesimo provvedimento ha, altresì, previsto che, con riferimento all'SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per gli FT_T ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, a eccezione delle condizioni economiche e del meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, per le cui fattispecie si applica la disciplina prevista per l'SdD_T. In particolare, il citato meccanismo di copertura è definito con la delibera 4 agosto 2016, 466/2016/R/gas, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdD_T, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di *default* di trasporto. Gli oneri derivanti dal meccanismo appena descritto sono posti a carico dell'elemento $UG3_{FT}$ della componente UG3 e a carico della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto $UG3_T$, di cui al comma 26.1, lettera i), della Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale (RTTG). Con la delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detti corrispettivi a partire dal 1° gennaio 2020.

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 la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (c.d. Portale Offerte o PO), 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 regimi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale. Si tratta di offerte tutte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini a uso domestico con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m^3)/anno, alle imprese del settore del gas con consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno.

Nel corso del 2020 sono stati effettuati interventi volti a migliorare l'adeguatezza tecnologica del Portale Offerte; in particolare, è stata completata la migrazione del Portale Offerte su Azure, piattaforma *cloud* creata da Microsoft. Utilizzare servizi basati sul *cloud* consente di dimensionare in maniera puntuale le risorse di cui si ha bisogno con totale flessibilità e scalabilità: ciò significa essere in grado di aumentare o diminuire le risorse necessarie in qualsiasi momento, in funzione delle proprie esigenze.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tal fine è stata svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili. Dal monitoraggio degli accessi si evince che complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2020, il sito ha avuto un totale di 1.640.436 visite, mentre le pagine visualizzate in totale sono state 12.997.526, di cui il 60% tramite *desktop* e il 32% tramite *smartphone*.

Al fine di perseguire l'obiettivo di migliorare gli strumenti di confrontabilità tra le offerte disponibili sul mercato, sono proseguite nel corso del 2020 le attività relative all'estensione delle funzionalità del Portale Offerte.

Nel corso del biennio 2019-2020 è stato effettuato un costante monitoraggio delle offerte di mercato e delle richieste degli operatori. A seguito di tale attività, è stata valutata l'implementazione di un nuovo tracciato, mediante cui è stato possibile effettuare la comparazione delle offerte prima considerate non simulabili, tra cui, a titolo esemplificativo, offerte a scaglioni, offerte con sconti limitati nel tempo o applicabili a specifiche voci di spesa, offerte *flat*.

Il Portale Offerte dispone di numerosi filtri e opzioni per l'affinamento della ricerca (per esempio, sulla base di uno specifico operatore, ovvero in base alla presenza di offerte soggette a sconto ecc.) che permettono all'utente di selezionare l'offerta che meglio risponde alle sue esigenze. Nel corso del 2020 sono state introdotte, inoltre, consistenti modifiche alla fruibilità e al *layout* del Portale, 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 apportate le seguenti implementazioni:

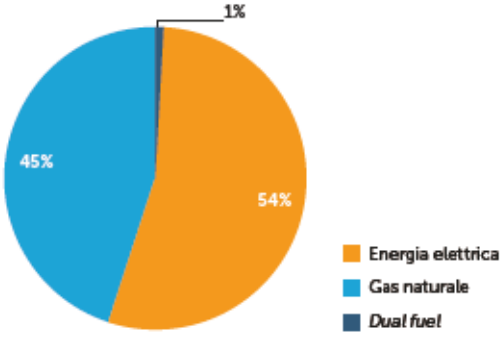
- ricerca e organizzazione dei filtri, con l'introduzione di filtri avanzati in fase di ricerca delle offerte e distinzione tra ricerca semplice e ricerca avanzata, tramite l'inserimento di filtri di maggior dettaglio (relativi a categoria dell'offerta, offerte verdi, promozioni, sconti, prodotti e servizi aggiuntivi, modalità di pagamento, modalità di attivazione ecc.);
- differenziazione grafica nella visualizzazione dell'offerta di maggior tutela, che rimane posizionata sempre in alto nel *ranking* delle offerte;
- inserimento della voce "Codice offerta" nella schermata di *ranking* delle offerte;
- visualizzazione e calcolo del risparmio delle singole offerte rispetto al servizio di tutela;
- inserimento della voce "Spesa netto imposte stimata" nella scheda di dettaglio delle offerte;
- differenziazione, all'interno della scheda di dettaglio, della visualizzazione delle componenti di prezzo c.d. passanti nel calcolo della spesa annua rispetto a quelle stabilite dal venditore;

- implementazione del Video tutorial (che guida il consumatore nella navigazione del Portale e in fase di ricerca delle offerte) e introduzione della sezione Domande frequenti (contenente i quesiti posti più frequentemente e le relative risposte).

Al 31 dicembre 2020 le offerte presenti nel database del Portale Offerte sono risultate complessivamente 5.015, di cui 2.938 di mercato libero e 2.077 offerte PLACET. Le tipologie di offerte presenti erano variegate: a titolo esemplificativo, si annoveravano offerte a sconto sui servizi di tutela o soggette ad altro tipo di sconto (per esempio sconti di benvenuto), offerte con prezzo differenziato per scaglioni di consumo, offerte con prezzi differenziati nel corso dei 12 mesi.

Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.696 offerte, per quello del gas naturale 2.245; le offerte *dual fuel* erano 74 (Fig. 8.1).

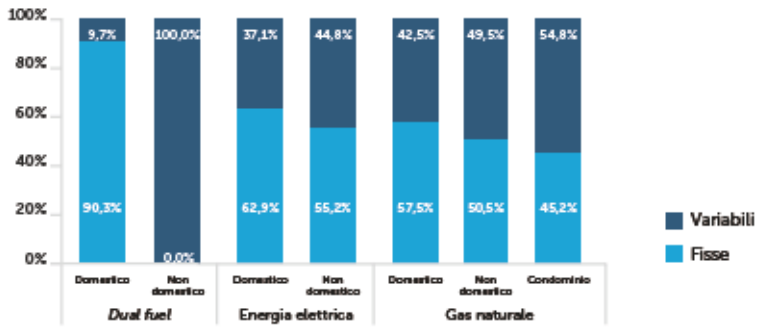
FIG. 8.1 *Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per* commodity



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella figura 8.2, per il settore elettrico, il 62,9% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 55,2%; per il settore del gas naturale si rileva la prevalenza di offerte a prezzo fisso sia per i clienti domestici, pari al 57,5%, sia per i clienti non domestici, con il 50,5%.

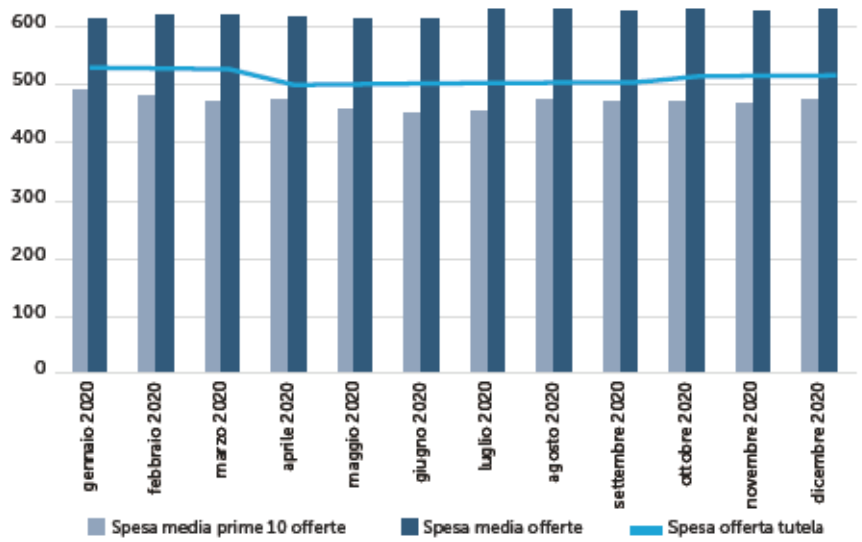
FIG. 8.2 *Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale,* commodity *e tipologia di prezzo*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

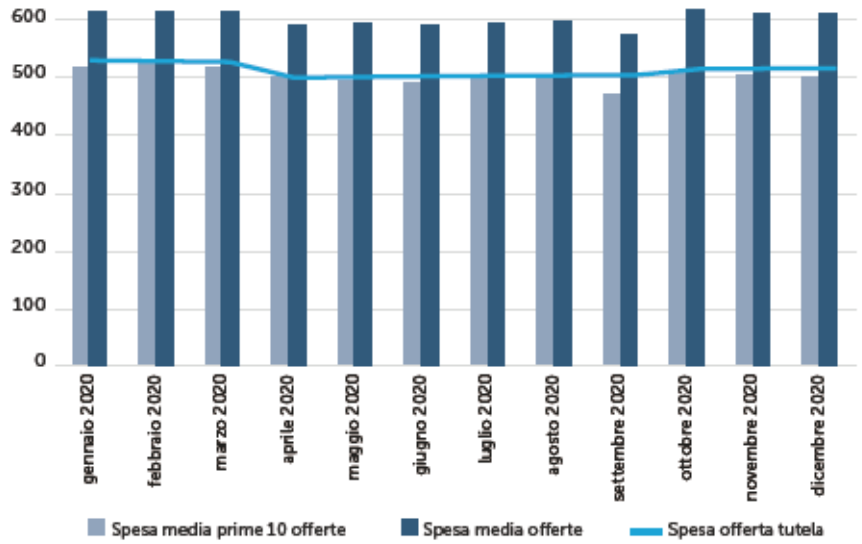
Dal monitoraggio periodico dei prezzi delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale Offerte emerge che nel 2020 per un cliente domestico tipo[8] la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata dell'8% inferiore rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 2%.

FIG. 8.3 *Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di energia elettrica per cliente domestico tipo*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.4 *Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di energia elettrica per cliente domestico tipo*

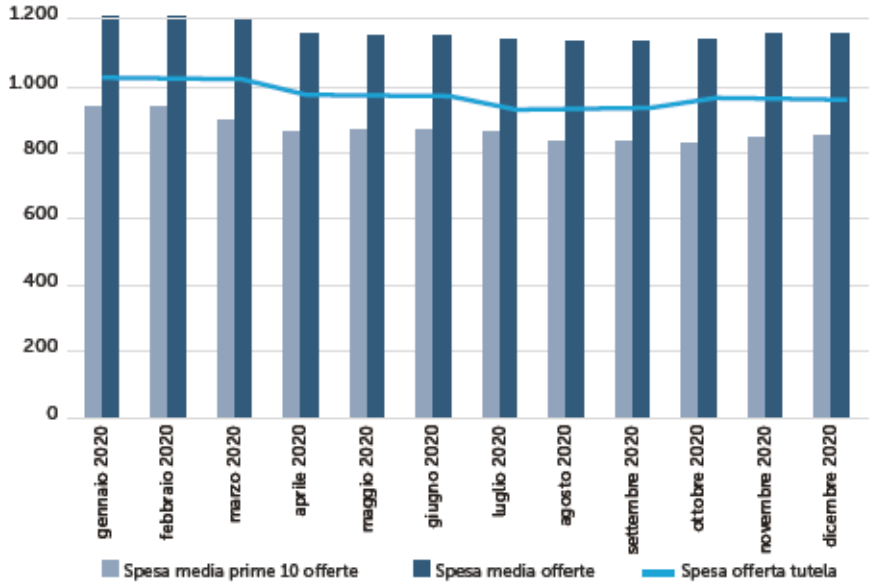


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

8 Si considera utente tipo domestico per l'energia elettrica un cliente domestico residente, con consumo di 2.700 kWh, prezzo bioriario, potenza pari a 3 kW e ubicato a Milano (cap 20132).

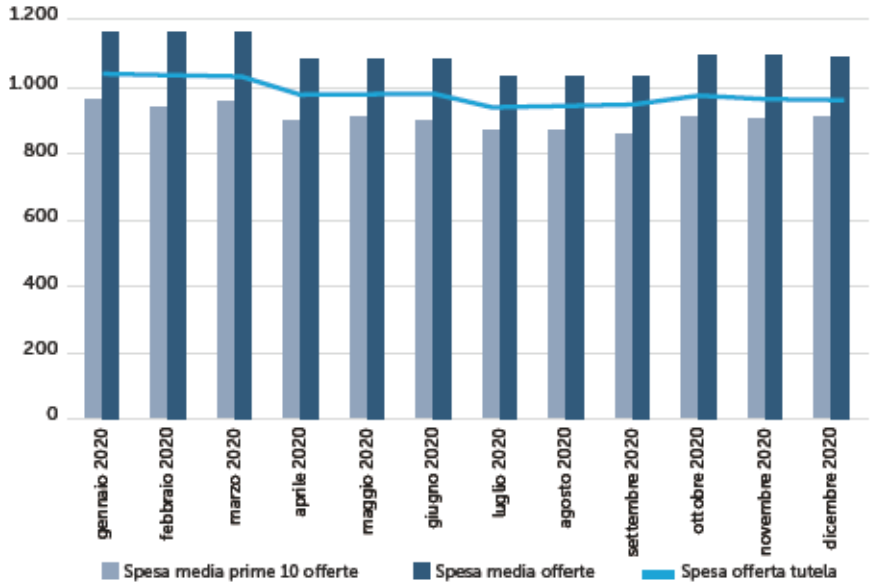
Considerando, inoltre, la *commodity* gas naturale, si evidenzia che nel 2020 per un cliente domestico tipo[9] la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata del 10% inferiore rispetto alla spesa di tutela gas al lordo delle imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 7%.

FIG. 8.5 *Andamento delle spese medie relative alle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.6 *Andamento delle spese medie relative alle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

9 Si considera utente tipo domestico per il gas naturale un cliente domestico con consumo di 1.400 S(m³), per uso cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, contatore < G6 e ubicato a Milano (cap 20132).

Gruppi di acquisto

Con la delibera 19 febbraio 2019, 59/2019/R/com, l'Autorità ha adottato delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese a essi assimilati, ovvero le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³), in attuazione dell'art. 1, comma 65, della legge n. 124/2017.

I gruppi di acquisto cui sono rivolte le suddette Linee guida (c.d. gruppi di acquisto energia) sono soggetti associativi costituiti con la finalità di selezionare uno o più venditori per la somministrazione di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali riuniti nel gruppo. L'organizzatore del gruppo gestisce tipicamente il processo di adesione dei clienti al gruppo, negozia le condizioni di approvvigionamento con i fornitori selezionati e assiste i clienti nella fase di eventuale sottoscrizione dell'offerta da parte del cliente, senza divenire controparte del contratto di somministrazione di energia.

I potenziali vantaggi ascrivibili alla partecipazione ai gruppi in parola sono principalmente riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, segnatamente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente ai piccoli clienti di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. In secondo luogo, i gruppi in esame possono stimolare l'interesse dei clienti finali alla comprensione e alla valutazione delle offerte di mercato grazie alle opportunità di risparmio che queste ultime offrono. Peraltro, le informazioni sulle offerte che gli organizzatori dei gruppi mettono a disposizione dei clienti permettono a questi ultimi di effettuare una scelta del fornitore maggiormente consapevole.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, con le Linee guida citate, ha inteso stabilire delle norme comportamentali uniformi cui i gruppi di acquisto energia che decidano di aderirvi devono conformarsi, per assicurare ai propri membri la necessaria trasparenza sulle campagne di acquisto collettivo, la correttezza nell'utilizzo delle diverse forme di comunicazione al cliente fin dalla fase promozionale delle iniziative in questione, la completezza delle informazioni rese sulle modalità di adesione al gruppo, sulle offerte commerciali proposte così come sui criteri di scelta delle stesse, nonché un'adeguata assistenza informativa al cliente, soprattutto nella fase di adesione al gruppo e all'offerta proposta. L'adesione alle Linee guida comporta il rispetto integrale da parte dei gruppi di acquisto accreditati, degli obblighi di assistenza al cliente e informativi stabiliti per un periodo di almeno 24 mesi.

L'Autorità pubblica sul proprio sito istituzionale l'elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati). Al 31 dicembre 2020, risultavano accreditati 12 gruppi di acquisto per la promozione di offerte commerciali di energia elettrica e gas per i clienti di piccole dimensioni.

CAPITOLO 8

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 dell'energia elettrica e del 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 27 luglio 2017, 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 (c.d. 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 (poiché differenziate solo a 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 a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2020 risultavano presenti nel Portale Offerte 2.007 offerte PLACET, dettagliate come rappresentato nella tavola 8.4.

TAV. 8.4 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale e per* commodity

	COMMODITY	TIPO DI CLIENTE	TIPO DI OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI *COMMODITY*
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	213	435	865
			variabile	222		
		Non domestico	fissa	212	430	
			variabile	218		
	Gas naturale	Domestico	fissa	214	424	1.212
			variabile	210		
		Non domestico	fissa	209	419	
			variabile	210		
		Condominio	fissa	183	369	
		Condominio	variabile	186		
	TOTALE OFFERTE					2.077

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Con specifico riferimento alle condizioni contrattuali, la disciplina delle offerte PLACET ha anche previsto la predisposizione, da parte dell'Autorità e con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo degli interessi sia della domanda sia dell'offerta, di un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori. Alla data del 31 dicembre 2020, in base ai dati del monitoraggio dell'Autorità degli operatori che dispongono di almeno un'offerta PLACET nel proprio portafoglio, risultava che il modulo delle condizioni generali di fornitura redatto dall'Autorità, sia per il settore elettrico sia per il settore del gas naturale, è stato utilizzato dai venditori in una percentuale del 72%.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi) è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019 – data del suo primo *go-live* – coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento[10].

Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi si rimanda alla *Relazione Annuale* 2020.

Come previsto dalla delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, con cui l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale, recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, e ha incaricato il Gestore del SII del suo sviluppo in conformità, il Portale Consumi è concepito come un progetto a più fasi attuative. Pertanto, sin dalla sua istituzione, è stato oggetto di continue evoluzioni finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance*, sia a implementarne le funzionalità. In particolare, nel corso del 2020, l'Autorità, insieme al Gestore, ha introdotto molteplici interventi mirati ad aumentare la fruibilità sia dell'area privata sia dell'area pubblica, a beneficio dell'utente.

In particolare, è progressivamente aumentata la profondità storica dei dati di consumo, disponibili ora sino a 36 mesi – compatibilmente con la disponibilità dei medesimi dati nel SII – ed è stata introdotta la disponibilità dei dati quartorari di consumo di energia elettrica per le forniture per cui è in servizio un misuratore 2G. Inoltre, ulteriori *upgrade* perseguiti nell'ambito del Portale hanno riguardato la visualizzazione della potenza prelevata, con indicazione sul grafico dei consumi del valore massimo raggiunto, il *download* delle informazioni tecniche e contrattuali delle forniture e la visualizzazione della programmazione storica delle fasce per i misuratori 2G.

Per quanto concerne, invece, i prossimi passi, nel corso del 2021 si prevedono ulteriori interventi migliorativi del Portale Consumi, che principalmente riguarderanno: l'accesso ai dati dei titolari delle forniture anche per le c.d. terze parti autorizzate; la possibilità degli utenti di effettuare comparazioni del proprio profilo di consumo con profili *benchmark*, ossia con profili di riferimento determinati in base ai criteri definiti dall'Autorità; l'accesso delle aziende all'area privata attraverso le identità digitali a uso professionale promiscuo; infine, l'integrazione del Portale Consumi con il Portale Offerte. Quest'ultima implementazione è perseguita al fine di offrire al consumatore

10 Il Portale Consumi è stato istituito in attuazione della legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "Bilancio di previsione per lo Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020" (legge di bilancio 2018), nonché del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

la possibilità di esportare i principali dati di consumo delle proprie forniture, tra cui il consumo annuo, per meglio valutare e individuare offerte commerciali che realmente aderiscono alle proprie esigenze e che possano determinare il conseguimento di margini di risparmio.

Di questi sviluppi si darà conto nella *Relazione Annuale* del prossimo anno.

Iniziative di informazione per il superamento della maggior tutela

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com, l'Autorità ha stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Nel 2020 l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2020 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Inoltre, in considerazione della definizione del servizio a tutele graduali, con la delibera 22 dicembre 2020, 584/2020/R/eel, sono state individuate prime disposizioni destinate alle piccole imprese, prevedendo in particolare un'informativa in bolletta che dia contezza ai clienti interessati della fine del servizio di maggior tutela indirizzandoli, per maggiori informazioni, a una pagina dedicata del sito internet dell'Autorità o al numero verde dello Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito dell'avvio di un procedimento – attraverso la delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com – per la definizione, tra l'altro, di strumenti regolatori per l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale, con la delibera 27 ottobre 2020, 426/2020/R/com, l'Autorità ha approvato interventi di rafforzamento degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuale e contrattuale mediante la revisione del Codice di condotta commerciale[11] per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito semplicemente Codice di condotta commerciale). Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo[12] e delle di-

11 Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.
12 Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

rettive 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).

L'intervento della delibera 426/2020/R/com, finalizzato sia a migliorare la comprensibilità delle informazioni contrattuali, incluse le condizioni economiche delle offerte proposte dai venditori, sia ad aumentare la confrontabilità delle offerte medesime favorendo la complementarità tra gli strumenti informativi a disposizione del cliente finale, attiene alle seguenti aree tematiche:

- fase precontrattuale. Le attività relative a questa fase sono state:
  - introduzione della Scheda sintetica, un nuovo strumento che riassume tutti gli obblighi informativi relativi all'offerta in capo al venditore, in formato standardizzato e comprensibile per il cliente finale. La Scheda sintetica (da consegnare a tutti i clienti alimentati in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale complessivamente non superiori a 200.000 S(m³)/anno) contiene, tra l'altro: a) l'identità e i recapiti del venditore; b) la denominazione commerciale e il codice dell'offerta; c) la validità temporale dell'offerta e la durata contrattuale; d) i metodi e le tempistiche di fatturazione e di pagamento; e) la descrizione sintetica degli sconti e dei prodotti o servizi aggiuntivi; f) le eventuali garanzie richieste al cliente finale; g) le tempistiche per esercitare il diritto di ripensamento; h) il codice identificativo o il nominativo dell'agente commerciale;
  - introduzione di tre indicatori sintetici di prezzo relativi alla materia prima energia/materia gas naturale (componente economica determinata liberamente dal venditore, in quanto comprensiva di tutte le componenti diverse da quelle delle categorie di spesa del trasporto, gestione del contatore e oneri di sistema) per le sole offerte la cui stima di spesa è presente sul Portale Offerte. Gli indicatori sintetici di prezzo (evidenziati all'interno di un box dedicato nella Scheda sintetica e presenti nella pagina di dettaglio dell'offerta nel Portale Offerte) sono calcolati in conformità ai criteri definiti nel Codice di condotta commerciale e sono divisi in: a) "Costo fisso anno", che aggrega tutti i corrispettivi in termini di €/anno; b) "Costo per consumi", che comprende tutti i corrispettivi in termini di €/kWh o €/S(m³); c) "Costo per potenza impegnata", che aggrega tutti i corrispettivi in termini di €/kW (tale indicatore è presente esclusivamente per le offerte di energia elettrica). Riguardo all'indicatore "Costo per consumi": 1) nel caso di un'offerta a prezzo fisso, è determinato aggregando tutti i corrispettivi unitari che concorrono alla formazione della spesa per materia prima energia/materia gas naturale in termini di €/kWh o €/S(m³); 2) nel caso di un'offerta a prezzo variabile, è, invece, determinato dai seguenti elementi: a. la descrizione e la periodicità di aggiornamento dell'indice sulla base del quale il prezzo della componente energia varia; b. il grafico dell'andamento dell'indice, se a pubblica diffusione (per esempio, PUN e PSV – Punto di scambio virtuale), con arco temporale di 12 mesi, sulla base delle informazioni veicolate nel Portale Offerte; c. l'aggregazione di tutti i corrispettivi unitari che concorrono alla formazione della spesa per materia prima energia/materia gas naturale in termini di €/kWh o €/S(m³). Le modalità di calcolo degli indicatori "Costo per consumi" sono puntualmente determinati all'interno del Codice di condotta commerciale e del Portale Offerte;
  - inserimento, all'interno della Scheda sintetica, della stima della spesa annua al netto di imposte e tasse per livelli di consumo e profili di cliente finale (potenza impegnata/residenza), stabiliti in coerenza con le attuali Schede di confrontabilità di cui agli allegati 1, 2 e 3 del Codice di condotta commerciale; la spesa è da riportare per le offerte destinate ai clienti finali domestici per le quali il Portale Offerte calcoli la stima della spesa annua;
  - mantenimento delle attuali Schede di confrontabilità (contenenti la spesa annua, al netto di imposte e

tasse, sia dell'offerta e sia dei servizi di tutela) da consegnare in fase precontrattuale ai clienti domestici e con riferimento alle offerte la cui stima della spesa annua è presente sul Portale Offerte. Il superamento delle Schede di confrontabilità sarà valutato dall'Autorità conseguentemente alla fine delle tutele di prezzo per i clienti finali domestici;

- fase contrattuale. Le attività relative a questa fase sono state:
  - nel caso di variazioni unilaterali delle condizioni contrattuali (art. 13 del Codice di condotta commerciale), integrazione della già prevista comunicazione della variazione unilaterale, qualora la modifica comporti una variazione delle condizioni economiche, con: 1) la stima della spesa annua al netto di imposte e tasse riferita ai 12 mesi successivi alla variazione, sulla base: a. dei livelli di consumo della Scheda sintetica per i clienti domestici; b. di un consumo stimato dal venditore con criteri individuati nella comunicazione medesima per i clienti non domestici; 2) il rimando al Portale Offerte con l'obiettivo di stimolare il cliente finale a una valutazione comparativa delle offerte presenti nel mercato. Nel caso di evoluzioni automatiche delle condizioni contrattuali (cioè di qualsiasi variazione delle condizioni economiche della fornitura già prevista e determinata nel contratto sottoscritto dal cliente), è stato introdotto l'obbligo di una comunicazione nei seguenti casi: a. un aumento dei corrispettivi unitari determinati dal venditore; b. lo scadere di sconti; c. il passaggio da un prezzo fisso a un prezzo variabile, ovvero il passaggio da un prezzo variabile a un prezzo fisso. Tale comunicazione, da farsi con preavviso di almeno due mesi rispetto allo scadere dei 12 mesi in cui si è verificata un'evoluzione automatica, contiene: 1) l'illustrazione chiara dei contenuti e degli effetti dell'evoluzione automatica; 2) la decorrenza dell'evoluzione automatica; 3) la stima della spesa annua al netto di imposte e tasse, riferita ai 12 mesi successivi, sulla base: a. dei livelli di consumo della Scheda sintetica per i clienti domestici; b. di un consumo stimato dal venditore con criteri definiti nella comunicazione medesima per i clienti non domestici; 4) il rimando al Portale Offerte, sempre al fine di stimolare il cliente finale a una valutazione comparativa con le offerte presenti sul mercato. Nel caso di variazioni derivanti dalla scadenza o riduzione di sconti o dall'aumento di corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso, le comunicazioni di cui sopra sono integrate con l'indicazione dell'impatto di tali variazioni sulla spesa annua, espresso in €/anno. È stato, inoltre, introdotto un indennizzo automatico da riconoscere al cliente finale in tutti i casi di mancato rispetto della procedura relativa alla comunicazione di evoluzione automatica (similmente all'indennizzo già previsto per le variazioni unilaterali);
- efficientamento e aggiornamento del Codice di condotta commerciale. Le attività relative a questa fase sono state:
  - revisione dei criteri di presentazione dei prezzi di fornitura del servizio e della spesa ed efficientamento delle disposizioni del Codice di condotta commerciale mediante il riallineamento dei riferimenti del Codice medesimo alla regolazione e alla normativa attualmente vigenti.

Le disposizioni della delibera 426/2020/R/com hanno efficacia: per quanto riguarda le previsioni della fase precontrattuale, a partire dal 1° luglio 2021; per quanto riguarda le previsioni della fase contrattuale, dal 1° ottobre 2021, a seguito del differimento dello specifico termine con la delibera 9 marzo 2021, 97/2021/R/com, tenuto conto delle segnalazioni pervenute dagli operatori relativamente alle difficoltà informatiche e agli oneri operativo-gestionali per la specifica implementazione; infine, dal 1° aprile 2021, per quanto riguarda gli obblighi di Acquirente unico relativi alla pubblicazione, nella sezione "Trasparenza" del Portale Offerte, della metodologia di calcolo degli indicatori sintetici di prezzo e – solo per gli indici a pubblica diffusione – gli obblighi connessi con la messa a disposizione delle informazioni utili alla determinazione del grafico.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Con la delibera 15 dicembre 2020, 549/2020/R/com, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento per la modifica del quadro regolatorio approvato con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/com (Bolletta 2.0), con l'obiettivo di garantire il perseguimento degli obiettivi di trasparenza delle informazioni a disposizione del cliente finale, anche alla luce delle importanti e diversificate innovazioni regolatorie e tecnologiche intervenute successivamente all'adozione della disciplina predetta. L'intervento di aggiornamento e integrazione si è reso opportuno anche al fine di garantire la coerenza tra le diverse forme di tutela non di prezzo implementate dall'Autorità.

In particolare, relativamente al settore elettrico, è orientamento dell'Autorità prevedere che le attuali previsioni della Bolletta 2.0 siano integrate al fine di garantire che le informazioni di fatturazione siano ancor più dettagliate e basate sul consumo effettivo di energia elettrica. Ciò si rende necessario in considerazione della progressiva installazione degli *smart meter* di ultima generazione (o *smart meter* 2G) e della conseguente possibilità di fornire al cliente finale il dettaglio dei consumi di energia elettrica fino al dato quartorario. Inoltre, prospetticamente sarà altresì necessario assicurare che i citati elementi minimi mantengano garanzia di trasparenza e semplicità anche in caso dei contratti più innovativi abilitati dai sistemi di *smart metering* 2G.

In relazione, invece, alle recenti evoluzioni normative a livello nazionale, il delineato scenario di superamento del servizio di tutela di prezzo rende opportuno definire rinnovate misure per promuovere la maggiore diffusione della bolletta in formato elettronico. A questo riguardo, l'Autorità intende valutare l'impiego di ulteriori strumenti e procedure che tengano in considerazione anche il comportamento e la propensione del cliente finale rispetto al passaggio alla bolletta in formato elettronico, in particolar modo in occasione dell'attivazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica. Inoltre, l'intervento è teso a uniformare la terminologia utilizzata nella Bolletta 2.0, compreso il Glossario, al fine di renderla coerente con la normativa vigente in materia di fatturazione elettronica.

Infine, con riferimento alla coerenza della bolletta sintetica con gli altri strumenti informativi, l'intervento in parola sarà mirato ad adeguare le informazioni relative ai costi medi unitari di fornitura attualmente previste tra gli elementi minimi dalla disciplina della Bolletta 2.0, nonché a valutare eventuali ulteriori indicatori che perseguono le finalità di trasparenza e comprensibilità delle informazioni comunicate in bolletta e al contempo garantiscono la riscontrabilità di tali informazioni nella documentazione contrattuale e nel Portale Offerte.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas

Andamento dell'assicurazione

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale del 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)[13]. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la

13 L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal 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.

gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2020 ha operato la sesta polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2017-2020, disciplinata dalla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, sono da considerare 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), inoltre, risulta 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 cinque 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 2020, sono state ricevute 902 denunce di sinistro (di cui 198 coperte dalla sesta polizza), relative a 598 diversi sinistri (83 coperti dalla sesta polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.952 pratiche di indennizzo/risarcimento (422 coperte dalla sesta polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 52,3 milioni di euro, di cui 51,3 milioni per 649 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota pari a 1 milione per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2020 risultavano poste complessivamente a riserva provviste per circa 10,7 milioni di euro, a fronte di 230 pratiche ancora aperte con provviste di riserva, mentre risultavano 1.073 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2020, sono state aperte in corso d'anno 92 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 66 con provvista di riserva, mentre risultano 63 pratiche chiuse in corso d'anno con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2020 sono stati pagati importi per oltre 2,7 milioni di euro (di cui oltre 2,5 milioni per pratiche coperte dalla sesta polizza).

Considerando la sola sesta polizza, al 31 dicembre 2020 l'esposizione complessiva era pari a 14,4 milioni di euro, di cui circa 5,8 milioni per pagamenti e 8,6 milioni a riserva, e risultava generata per il 47% dalla sezione responsabilità civile, per il 30% dalla sezione incendio e per il restante 23% dalla sezione infortuni.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. A partire dal 2017, con l'attivazione della sesta polizza, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Tale valore è stato ulteriormente ridotto a 45 c€/anno con decorrenza dal 2019 (delibera 27 novembre 2018, 601/2018/R/gas), in conseguenza dei favorevoli risultati gestionali della polizza, e ha mantenuto il medesimo livello anche per il 2020.

L'assicurazione per il periodo 2021-2024

In vista della scadenza della sesta polizza al 31 dicembre 2020, con la delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni in materia di assicurazione a favore dei clienti finali del gas per il quadriennio 2021-2024, affidando al CIG il compito di stipulare una nuova polizza, previo espletamento delle relative procedure di gara, per conto dei clienti finali assicurati. La nuova polizza conferma tutti i miglioramenti apportati nel corso degli anni ai precedenti contratti[14], tra cui il livello dei massimali assicurati, le clausole di *profit sharing*

14 Si veda a tale proposito, in maggiore dettaglio, la *Relazione Annuale* 2017.

per le sezioni incendio e infortuni[15], l'estensione della copertura assicurativa ai sinistri determinati da suicidio o tentato suicidio e l'immediata operatività delle garanzie per le sezioni responsabilità civile e incendio anche in presenza di altre polizze operanti per il medesimo rischio, con conseguente liquidazione dei danni nei tempi e nei modi previsti dal contratto, fatta salva la facoltà di regresso verso gli altri assicuratori. Inoltre, la nuova polizza introduce anche altri punti qualificanti, tra i quali merita menzione l'ulteriore estensione della copertura assicurativa per incendio e per infortuni ai soggetti terzi che subiscono danni a seguito di un fatto doloso commesso con l'uso del gas erogato da un PdR assicurato.

Per quanto riguarda la copertura dei costi, con la delibera 24 novembre 2020, 484/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato nella misura di 45 c€/anno il valore dell'apposito corrispettivo applicato a partire dal 2021 a ciascun punto di consegna 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.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

Con la delibera 16 giugno 2020, 219/2020/R/com, l'Autorità ha modificato la disciplina della costituzione in mora a seguito delle disposizioni previste dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160 (legge di bilancio 2020), adeguando altresì la disciplina del sistema indennitario.

Difatti, tra le altre disposizioni, la legge di bilancio 2020 ha previsto, all'art. 1, comma 291: "*I gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si comunica la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a quaranta giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento*".

Con il TIMG e il TIMOE[16] l'Autorità aveva in passato modificato e integrato, rispettivamente per il settore del gas naturale e per il settore elettrico, le precedenti discipline relative ai casi di mancato pagamento del cliente finale nei confronti dell'esercente la vendita, stabilendo altresì specifici obblighi in capo ai soggetti coinvolti, vale a dire l'esercente la vendita e l'impresa di distribuzione. Più in dettaglio, sia il TIMG sia il TIMOE prevedono specifici obblighi a carico dell'esercente la vendita finalizzati al bilanciamento tra la posizione del creditore e quella del cliente finale, da un lato disciplinando le modalità e i termini con cui l'esercente la vendita può richiedere la sospensione della fornitura per morosità e, dall'altro, definendo altresì i casi in cui il medesimo esercente non può procedere a tale richiesta di sospensione (stabilendo, inoltre, specifici indennizzi automatici a favore del cliente finale nei casi di mancato rispetto di alcune delle previsioni della regolazione).

15 La clausola di *profit sharing* comportano, per ogni annualità, in caso di andamento tecnico positivo della gestione, una riduzione del premio base riferito alle sole sezioni incendio e infortuni, parametrata al valore dell'esposizione complessiva maturata per tali sezioni nel medesimo anno di riferimento, al netto di garanzie e oneri gestionali riconosciuti all'impresa assicuratrice.

16 Il TIMG è il Testo integrato morosità gas, allegato alla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11; il TIMOE è il Testo integrato morosità elettrica, allegato A alla delibera 28 maggio 2015, 258/2015/R/com.

CAPITOLO 8

La disciplina esistente, in materia di costituzione in mora e sospensione della fornitura per morosità nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, non risultava tuttavia pienamente coerente rispetto al nuovo art. 1, comma 291 della legge di bilancio 2020, con particolare riferimento alle modalità di invio della costituzione in mora e alle tempistiche per effettuare la sospensione della fornitura per morosità. Si è, quindi, provveduto a modificare e integrare l'esistente disciplina aggiornando le modalità di comunicazione della costituzione in mora, con la previsione dell'utilizzo della raccomandata con avviso di ricevimento o PEC, e allungando i tempi di costituzione in mora e di preavviso con cui si sollecitano i crediti insoluti prima di chiedere la sospensione della fornitura (la richiesta di sospensione non può essere presentata prima di 40 giorni solari dalla data di notifica della comunicazione di costituzione in mora, che si riducono a 25 giorni solari nel caso di clienti in bassa tensione, al fine di anticipare l'intervento di riduzione di potenza al 15% della potenza disponibile prima della successiva sospensione in costanza di mora).

Le suddette modifiche e integrazioni, tenuto conto del contenuto specifico e immediatamente precettivo per gli operatori della richiamata legge di bilancio 2020, sono entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 senza essere sottoposte a consultazione, ai sensi del comma 1.3 dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A.

Con la delibera in commento, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di alcuni interventi volti a efficientare le vigenti discipline in materia di contrasto del fenomeno della morosità applicabili nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, resisi necessari a seguito dell'introduzione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 291, della legge di bilancio 2020 già citato.

Da ultimo, la medesima delibera ha inoltre adeguato, a partire dal 1° ottobre 2020, la disciplina del sistema indennitario in vigore, stabilendo di:

- aggiornare la durata dello scoperto potenziale cui l'indennizzo è commisurato, tenendo conto dell'allungamento delle tempistiche di costituzione in mora ai sensi della legge di bilancio 2020;
- estenderne l'applicazione, nel settore elettrico, anche ai clienti connessi in media tensione.

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (TISIND[17]; di seguito semplicemente disciplina a regime del sistema indennitario), in vigore per entrambi i settori, quello dell'energia elettrica e quello del gas naturale. La disciplina del sistema indennitario intende 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 tre 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 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.

17 Allegato A alla delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 a dicembre 2020, gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 1,2 milioni di richieste di indennizzo – la cui correttezza è stata accertata da Acquirente unico, in qualità di gestore del sistema indennitario – per corrispettivi C^{MOR} totali di 351,9 milioni di euro, a fronte di crediti insoluti di circa 562,4 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 fino a dicembre 2020, gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 159.300 richieste di indennizzo – la cui correttezza è stata accertata dal Gestore – per corrispettivi C^{MOR} totali di 35,6 milioni di euro, a fronte di crediti insoluti di circa 48,0 milioni di euro. Nel corso del 2020 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 5,8 milioni di euro nel settore elettrico e 2,0 milioni nel settore del gas.

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), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo del 63% nel settore elettrico e del 74% 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 nella tavola e nelle figure seguenti.

TAV. 8.5 *Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che, in seguito a ripetuti* switching*, hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo*

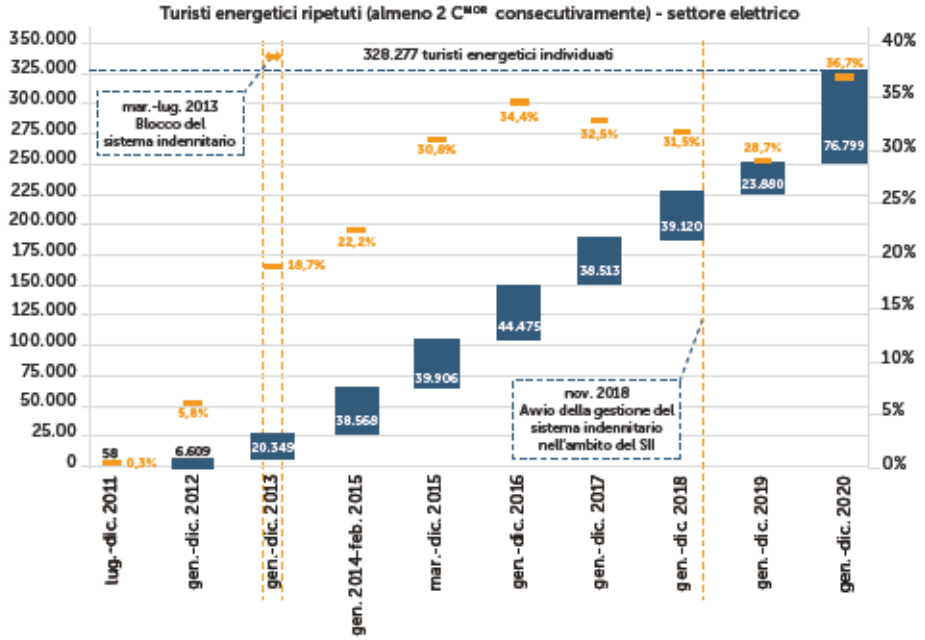
SETTORE ELETTRICO	LUG.-DIC. 2011 (B)	GEN.-DIC. 2012 (B)	GEN.-DIC. 2013 (B) (C)	GEN. 2014-FEB. 2015 (B)	MAR.-DIC. 2015	GEN.-DIC. 2016	GEN.-DIC. 2017	GEN.-DIC. 2018 (D)	GEN.-DIC. 2019	GEN.-DIC. 2020
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% (A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%

SETTORE DEL GAS	GIU.-DIC. 2019 (E)	GEN.-DIC. 2020
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%
Cumulate	3,6%	19,3%

(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. Il fenomeno è invece incluso negli altri 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 è entrato in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

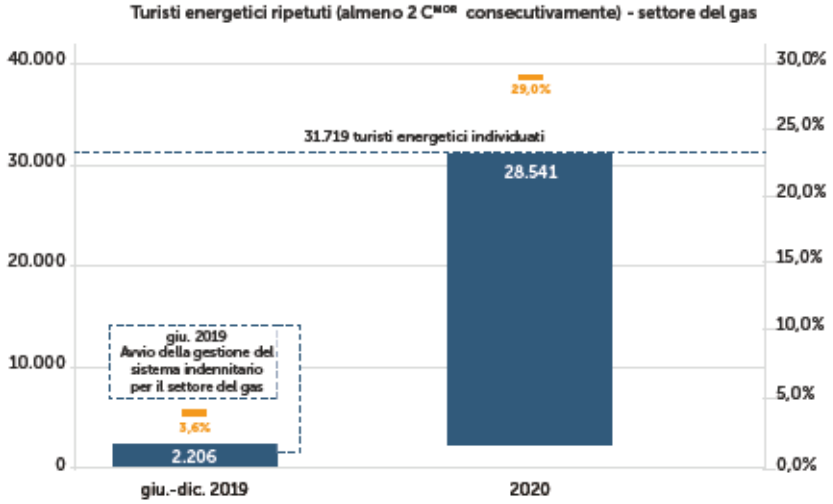
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.7 *Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.8 *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 2020, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già avevano sfruttato il beneficio rappresentino nel settore elettrico più di un terzo, il 36,7%, dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo: è il valore più alto dall'entrata in operatività del sistema indennitario. Nel settore del gas, invece, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2020, è pari al 29,0%.

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, per monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, per l'ottemperanza alle pronunce del giudice amministrativo in tema di garanzie per l'esazione degli oneri generali del sistema elettrico, l'Autorità ha istituito un gruppo di lavoro denominato "Tavolo tecnico esazione oneri generali di fistema", teso all'acquisizione di elementi e informazioni utili alla futura adozione di specifici interventi in tema di modalità di esazione degli oneri generali, attraverso l'interlocuzione con tutti i soggetti interessati.

In tale ambito sono stati istituiti due gruppi di lavoro più operativi: il primo (Tavolo operativo "flussi informativi") finalizzato all'implementazione di una procedura centralizzata di rendicontazione degli oneri generali fatturati/riscossi; il secondo (Tavolo operativo "gestione pregresso") finalizzato all'individuazione delle modalità di riconoscimento degli oneri generali non riscossi dai clienti finali e al contempo già versati alle imprese distributrici, attraverso la previsione di uno specifico meccanismo. A seguito dei lavori del tavolo tecnico, con il documento per la consultazione 3 novembre 2020, 445/2020/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito all'introduzione di un apposito meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema che gli utenti del trasporto hanno versato alle imprese distributrici pur non avendoli riscossi dai clienti finali. Tale meccanismo, definito con la delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel, congiuntamente con quello di reintegrazione per le imprese distributrici già istituito con la delibera 1° gennaio 2018, 50/2018/R/eel, conclude il procedimento avviato con la richiamata delibera 109/2017/R/eel, completando la disciplina transitoria in tema di esazione degli oneri generali del sistema elettrico, in attesa dell'adozione di specifici interventi, anche di carattere legislativo, tesi a istituire una diversa gestione della catena di riscossione degli OGdS e del sistema di garanzie a essa correlato.

L'Autorità ha fronteggiato la necessità di individuare un equilibrio e un bilanciamento ragionevole tra una pluralità di interessi ed esigenze, anche contrapposti, che risultavano meritevoli di tutela in base a disposizioni di legge diverse: i) la necessità di non far gravare sull'utente del trasporto l'onere e il rischio connesso agli OGdS non riscossi dai clienti finali; ii) la finalità di garantire l'effettiva ed efficiente esazione del gettito relativo agli OGdS; iii) la necessità di promuovere l'efficienza dell'utente del trasporto nello svolgimento delle responsabilità attribuite dalla legge in tema di esazione degli OGdS; iv) la necessità di contenere i costi sostenuti dalla generalità dei consumatori finali; v) l'esigenza di promuovere l'efficienza dell'erogazione del servizio di trasporto.

Nello specifico, al fine di minimizzare gli impatti sul sistema, ovvero sui clienti finali, il meccanismo in esame mira a far sì che tutti i soggetti coinvolti siano responsabilizzati verso la massima efficienza nella gestione del credito, prevedendo che il relativo livello incida sulle determinazioni del riconoscimento. Analogamente al meccanismo applicato alle imprese distributrici, il meccanismo per gli utenti del trasporto è articolato in sessioni annuali la cui partecipazione è facoltativa e prevede due modalità di rendicontazione e liquidazione alternative per cui il partecipante può optare: semplificata e ordinaria. Infine, il meccanismo prevede un'articolazione separata tra la prima sessione che si svolge nell'anno 2021 (relativa al periodo c.d. "pregresso") e le sessioni successive.

CAPITOLO 8

Aggiornamenti al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

Facendo seguito al documento per la consultazione 10 dicembre 2019, 530/2019/R/eel, l'Autorità, con la delibera 7 luglio 2020, 261/2020/R/eel, ha disposto l'aggiornamento del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica al fine, da un lato, di ridurre l'esposizione finanziaria delle imprese distributrici, diminuendo contestualmente anche l'onerosità del sistema di garanzie per gli utenti del trasporto, e, dall'altro, di rafforzare la disciplina delle garanzie.

Con riferimento alla riduzione dell'esposizione finanziaria delle imprese distributrici, il provvedimento dispone la contrazione delle tempistiche per la gestione degli inadempimenti e della risoluzione contrattuale; questo consente, congiuntamente con le disposizioni della delibera 37/2020/R/eel, di ridurre di circa un terzo l'esposizione delle imprese distributrici, e quindi del sistema, verso gli utenti del trasporto. Una tale riduzione dell'esposizione, in continuità di applicazione del criterio di dimensionamento dell'importo che gli utenti del trasporto sono tenuti a garantire per accedere alla rete, pari a circa la metà della potenziale esposizione creditizia delle imprese distributrici, consente anche il ridimensionato di circa un terzo dell'importo da garantire e quindi una minore onerosità del sistema di garanzie per gli utenti del trasporto.

In relazione al rafforzamento della disciplina delle garanzie l'Autorità ha, *in primis*, aggiornato la condizione di verifica di regolarità dei pagamenti per gli utenti del trasporto, funzionale a quanto indicato nella proposta formulata al Ministro dello sviluppo economico (delibera 16 novembre 2017, 762/2017/I/eel) in merito ai criteri, ai requisiti e alle modalità per l'ammissione nell'Elenco Venditori (si veda la *Relazione Annuale* relativa all'anno 2017), nonché volta a rimodulare in maniera più performante la cosiddetta soglia di tolleranza in funzione della quale è richiesto agli utenti, da parte delle imprese distributrici, l'adeguamento della garanzia.

Inoltre, sempre in tale ottica di rafforzamento, l'Autorità ha aggiornato la disciplina delle garanzie nella forma della fideiussione assicurativa e nella forma del *rating* creditizio: nello specifico, con riferimento alle garanzie assicurative, l'Autorità ha previsto che siano ammesse solamente le fideiussioni assicurative emesse da istituti assicurativi che detengono un adeguato giudizio di *rating* creditizio, introducendo, inoltre, una procedura specifica nel caso in cui la fideiussione assicurativa sia stata rilasciata da un istituto assicurativo cui sia stata revocata l'autorizzazione oppure per cui sia stato stabilito il divieto a concludere nuovi contratti; con riferimento alla garanzia del *rating* creditizio, invece, l'Autorità ha stabilito che gli utenti che presentano il giudizio di *rating* quale forma di garanzia sono tenuti alla prestazione di una garanzia in una delle forme ammesse cosiddette "tradizionali", nei casi di un incremento dei punti di prelievo serviti dall'utente medesimo tale da determinare un aumento rilevante dell'esposizione dell'impresa distributrice. Tali aggiornamenti hanno trovato applicazione con riferimento alle fatture in scadenza da gennaio 2021.

Con riferimento alle tematiche appena esposte, l'Autorità è ulteriormente intervenuta con la delibera 24 novembre 2020, 490/2020/R/eel, a tutela degli utenti del trasporto, definendo modalità di sostituzione delle fideiussioni assicurative che garantissero agli utenti un adeguato periodo di tempo, nei casi in cui le garanzie fossero prive dei requisiti introdotti con la delibera 261/2020/R/eel, coerentemente con quanto già previsto dal Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per la gestione delle garanzie in scadenza con durata determinata.

Inoltre, con la medesima delibera è stata introdotta un'apposita procedura di risoluzione contrattuale nei casi in cui l'utente del trasporto presti come garanzia il *rating* creditizio e abbia integrato la garanzia mediante apposita garanzia tradizionale, come disposto dal Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica in seguito all'aggiornamento introdotto con la delibera 261/2020/R/eel. Dato l'approssimarsi dell'entrata in vigore del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica aggiornato, le citate modifiche hanno rivestito un carattere di urgenza e pertanto, ai sensi della delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, la loro approvazione non è stata preceduta dalla consueta consultazione preventiva, ma i soggetti interessati hanno potuto comunque presentare memorie e osservazioni, vedendo così garantite le proprie esigenze partecipative. Con la delibera 22 dicembre 2020, 583/2020/R/eel, l'Autorità ha successivamente confermato la disciplina approvata in via d'urgenza, integrando ulteriormente le disposizioni sulle procedure di risoluzione contrattuale.

Infine, l'Autorità è ulteriormente intervenuta in tema di garanzie assicurative con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, estendendo il requisito del possesso di idoneo giudizio di *rating* creditizio, ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, anche alla società controllante dell'istituto assicurativo emittente la fideiussione.

In merito alla fatturazione del servizio di trasporto, con la determina 22 giugno 2020, 5/2020 – DMRT, sono stati modificati gli standard XML da utilizzare per lo scambio dei dati di fatturazione del servizio di trasporto, ridenominati "documenti regolatori" a seguito dell'entrata in vigore della disciplina della fatturazione elettronica trattata nello specifico nella precedente *Relazione Annuale*; l'aggiornamento si è reso necessario per allineare i contenuti dei documenti regolatori alle nuove disposizioni di cui all'art. 1, comma 24, della legge 11 dicembre 2016, n. 232, che hanno introdotto la possibilità di adesione a un c.d. Gruppo IVA per i soggetti appartenenti a un medesimo gruppo societario.

Risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza

Con la delibera 37/2020/R/eel, a decorrere dal 1° gennaio 2021, l'Autorità ha introdotto, nel settore elettrico, alcune modifiche alla risoluzione del contratto di dispacciamento e/o trasporto, resa più rapida ed efficiente, e alla successiva attivazione dei servizi di ultima istanza; ciò con il fine di ridurre l'esposizione finanziaria del sistema nei confronti degli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ridurre gli oneri per gli utenti in termini di garanzie prestate a copertura del rischio di inadempienza verso il sistema, salvaguardando comunque il cliente finale attraverso la predisposizione di strumenti adeguati per consentirgli una gestione semplice e consapevole della fornitura.

In particolare, il provvedimento introduce le seguenti misure:

- efficacia della risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto a decorrere dalla data della comunicazione di Terna o dell'impresa distributrice al SII;
- attivazione del servizio di ultima istanza, al quale ha diritto il cliente finale, a decorrere dal giorno successivo alla data di efficacia della risoluzione.

Le disposizioni introdotte con riferimento all'attivazione dei servizi di ultima istanza prevedono, in particolare, l'attivazione del servizio di salvaguardia, con l'applicazione di condizioni economiche non penalizzanti per il

cliente finale, e il mantenimento della possibilità di accedere alla procedura di *switching* veloce, già prevista in questa particolare fattispecie, che consente al cliente finale di attivare un nuovo contratto di fornitura e uscire dal servizio in qualsiasi giorno del mese.

Gestione dei rapporti commerciali nella filiera del gas

Con la delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas, a decorrere dal 1° aprile 2020, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in tema di gestione dei rapporti commerciali nell'ambito della filiera del settore del gas. In particolare, non è stata modificata la natura transitoria del servizio di *default* di trasporto, la cui funzione principale è garantire la sicurezza del sistema, bensì è stato previsto che, in assenza di relazione di corrispondenza di singoli punti di riconsegna di cui alla delibera 16 aprile 2019, 155/2019/R/gas, il servizio debba essere erogato per un periodo massimo di sei mesi dalla data della sua attivazione, in caso di attivazione dal primo giorno del mese, e a condizioni economiche maggiormente onerose a partire dal terzo mese di attivazione.

Inoltre, la delibera 88/2020/R/gas ha stabilito che vengano attivati i servizi di ultima istanza con riferimento ai singoli punti di riconsegna nella titolarità dell'utente della distribuzione per i quali, alla fine del periodo di erogazione del servizio di *default* di trasporto, non sia presente una relazione di corrispondenza valida; al contempo, ha previsto anche la possibilità per l'utente della distribuzione di comunicare al SII la presenza di un utente del bilanciamento "residuale" a cui associare i punti di riconsegna per i quali, a seguito dell'effettuazione delle procedure ordinarie, non sia presente una relazione di corrispondenza valida.

Regolazione della voltura con contestuale *switching*

Con il documento per la consultazione 22 dicembre 2020, 586/2020/R/eel, l'Autorità ha delineato i propri orientamenti per consentire ai clienti finali la possibilità di effettuare una voltura contrattuale con contestuale cambio del fornitore nel mercato dell'energia elettrica. Gli interventi prospettati completano le procedure connesse all'esecuzione di un contratto di vendita sottoscritto da un nuovo cliente finale con una controparte commerciale diversa da quella del precedente cliente finale. L'intervento supera il limite dell'attuale regolazione che prevede la necessità di richiedere la voltura, in prima istanza, al venditore del cliente uscente.

Fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

L'art. 1, comma 295, della legge di bilancio 2020, ha disposto l'abrogazione dell'art. 1, comma 5, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018), che stabiliva l'inapplicabilità della prescrizione biennale per il settore elettrico e del gas di cui all'art. 1, comma 4, della medesima legge, in caso di mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivante da responsabilità accertata dell'utente.

Alla luce di tali modifiche, con la delibera 26 maggio 2020, 184/2020/R/com, l'Autorità ha provveduto ad adeguare al nuovo dettato normativo la previgente disciplina di cui alla delibera 13 novembre 2018, 569/2018/R/com, che aveva definito interventi di rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali[18] nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, tra cui obblighi informativi in capo ai venditori e forme di presentazione e gestione di eventuali reclami dei clienti finali, distinguendo due fattispecie: il caso in cui il ritardo della fatturazione fosse attribuibile all'operatore (venditore o distributore) e il caso in cui il ritardo di fatturazione fosse attribuibile a presunta responsabilità del cliente finale.

La delibera 184/2020/R/com, in attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 295, della legge di bilancio 2020, ha previsto il superamento della distinzione tra le due fattispecie.

Orientamenti in merito alla raccolta e alla messa a disposizione dei consumi di gas

Nel mese di ottobre 2020, gli Uffici dell'Autorità hanno convocato un Tavolo tecnico con le principali associazioni delle imprese di distribuzione e di vendita nel settore del gas naturale, al fine di illustrare possibili prospettive della regolazione incentivante della *performance* della misura, in particolare per i punti dotati di misuratore di tipo *smart*. L'incontro, anche finalizzato al successivo invio di commenti e osservazioni da parte delle associazioni, è stato parte integrante del percorso di evoluzione del più ampio documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas – di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale* 2019 –, con cui erano stati già condivisi gli orientamenti dell'Autorità relativi alla frequenza della raccolta dei dati di misura e alla revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura, anche tenendo conto delle segnalazioni allora ricevute.

Nel corso dell'incontro sono stati ulteriormente discussi gli orientamenti dell'Autorità in merito alla frequenza di rilevazione delle misure per punti dotati di *smart meter* di piccolo calibro (tipicamente G4 e G6), alla relativa messa a disposizione dei dati al SII, funzionale agli utenti della distribuzione, e all'architettura degli indennizzi automatici nei confronti dei clienti finali e degli stessi utenti della distribuzione in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità.

Per quanto riguarda la frequenza di raccolta delle misure, tra gli obiettivi dell'Autorità vi è quello di poter disporre per ciascun mese:

- per tutti i punti con consumo superiore a 5.000 S(m³)/anno (c.d. punti trattati mensilmente), di un *set* completo di letture con dettaglio giornaliero;
- per i punti con consumo superiore a 5.000 S(m³)/anno e per quelli con consumi inferiori, di letture effettive con dettaglio giornaliero, affinché sia possibile per le imprese di vendita contabilizzare i consumi sino ai giorni in cui avvengono operazioni commerciali (voltura, *switching*), minimizzando le c.d. "code di fatturazione". Ciò consentirebbe la c.d. fatturazione scorrevole alle imprese di vendita, tenendo conto delle esigenze di durata delle batterie.

18 L'ambito di applicazione include tutti i clienti finali (domestici e non domestici) connessi in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, i clienti finali (domestici e non domestici) con consumi complessivi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Le proposte hanno, quindi, riguardato l'obbligo di raccolta di una misura mensile da effettuare subito dopo la fine del mese, con dettaglio giornaliero, onde rilevare il prelievo del mese solare realizzato fino all'ultimo giorno-gas di ciascun mese solare, per i punti trattati mensilmente, e, per quelli dal consumo inferiore a 5.000 S(m³)/anno, l'obbligo di raccolta di una misura mensile, con dettaglio giornaliero, da effettuare in un giorno qualsiasi del mese (cioè una raccolta *rolling*), onde introdurre la possibilità di rilevare il prelievo mensile realizzato dal giorno-gas della lettura precedente.

Per quanto riguarda la messa a disposizione al SII delle misure, è stata condivisa la possibilità di definire la messa a disposizione dei dati giornalieri effettivi – o, in mancanza di essi, dei dati stimati – entro i primi sei giorni lavorativi del mese successivo a quello di riferimento per i punti trattati mensilmente ed entro sei giorni lavorativi dalla raccolta per i punti dal consumo inferiore a 5.000 S(m³)/anno, prevedendo per questi ultimi anche una consistenza minima di punti oggetto di ciascun invio al SII e un intervallo minimo tra gli invii.

Infine, per quanto concerne la regolazione degli indennizzi, è stata condivisa l'ipotesi di revisione degli indennizzi automatici nei confronti dei clienti finali per quanto riguarda sia la loro quantificazione unitaria, sia la fattispecie, dunque superando l'ottica di mancato rispetto della frequenza di raccolta della misura in favore dell'ottica della mancata messa a disposizione di letture effettive a tutti i clienti finali dotati di *smart*, analogamente a quanto avviene per il settore elettrico, per più di un periodo di tempo da definire e di durata decrescente negli anni. È stato, quindi, indicato anche un possibile valore economico per l'indennizzo. Inoltre, è stata prospettata la possibilità di definire un meccanismo che restituisce a ciascuna impresa di distribuzione gli indennizzi riconosciuti ai clienti finali fino a un livello di tasso "fisiologico", definito sulla base dei valori medi nazionali ed eventualmente da ridursi nel tempo al fine di incentivare ulteriormente al miglioramento della *performance*. Infine, per quanto riguarda gli indennizzi verso gli utenti della distribuzione, è stata ipotizzata una disciplina analoga a quanto previsto nel settore elettrico per i punti di prelievo trattati orari.

Sulla base delle osservazioni ricevute, in esito sia al documento per la consultazione sia all'incontro tecnico, si prevede che nel corso del 2021 saranno adottati ulteriori provvedimenti.

Smart meter 2G: Linee guida per la tutela di consumatori e *stakeholder* nei piani di messa in servizio delle imprese distributrici

Nel periodo oggetto della presente *Relazione Annuale*, con il documento per la consultazione 4 agosto 2020, 325/2020/R/eel, l'Autorità ha condiviso con gli operatori la propria intenzione di introdurre nella regolazione elementi in merito agli aspetti di comunicazione e informazione nei confronti dei clienti e delle imprese di vendita che devono essere previsti nei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (2G) predisposti dalle imprese distributrici. L'obiettivo è definire requisiti minimi e modalità attuative, anche per elementi non obbligatori, in ordine alle necessarie strategie di coinvolgimento e trasparenza che ciascuna impresa distributrice deve adottare al fine di rendere maggiormente efficiente la fase di sostituzione del misuratore, permettendo l'effettivo dispiegamento dei benefici che tale innovazione reca con sé, anche tenendo conto delle valutazioni dei piani già presentati dalle singole imprese distributrici (si veda al riguardo il Capitolo 3, paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture" della presente *Relazio-*

ne Annuale). L'approvazione dei requisiti minimi e delle modalità attuative è avvenuta con il provvedimento 16 marzo 2021, 105/2021/R/eel, di cui si darà conto più compiutamente nella *Relazione Annuale* del prossimo anno. In particolare, gli orientamenti dell'Autorità hanno principalmente previsto:

- che i requisiti minimi e le modalità attuative trovino applicazione nei confronti sia delle imprese distributrici soggette agli obblighi di cui alla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel (ovvero quelle che servono almeno 100.000 punti, il cui piano è valutato con singolo procedimento dall'Autorità), sia delle imprese di minori dimensioni per cui inizialmente non erano stati definiti obblighi di sostituzione, successivamente previsti dalla delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/efr (si veda al riguardo il Capitolo 3, paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture" della presente *Relazione Annuale*);
- che sia garantita la possibilità da parte del cliente finale di richiedere la verifica metrologica del corretto funzionamento del gruppo di misura da sostituire, tenendo conto dei casi specifici di indisponibilità di recenti letture effettive precedenti alla lettura che è effettuata al momento della rimozione. Contestualmente, gli orientamenti dell'Autorità hanno previsto che il cliente finale debba essere informato della possibilità di richiedere, anche dopo la sostituzione, la verifica metrologica del misuratore sostituito, quantomeno nei casi di misuratori non regolarmente teleletti, definiti come i misuratori che non hanno permesso di rilevare almeno una lettura effettiva tra 150 e 60 giorni dalla data di sostituzione;
- che sia, altresì, garantita la possibilità per il cliente finale di verificare la correttezza della trascrizione della lettura di rimozione ovvero la corrispondenza tra il segnante e quanto trascritto;
- che siano definiti contenuti minimi, tipologie, modalità e tempistiche delle comunicazioni al cliente in merito alla programmazione e agli esiti degli interventi, anche prevedendo che le imprese distributrici in alcuni casi possano temporaneamente utilizzare, per ciascun punto di prelievo, le informazioni relative al nome del titolare del punto e all'indirizzo di esazione, rese disponibili alle imprese mediante gli strumenti informativi del SII, fermo restando quanto previsto dalle direttive sull'*unbundling*;
- che le imprese distributrici predispongano un portale dedicato, finalizzato alle operazioni correlate alla sostituzione dei misuratori, accessibile senza che il cliente debba fornire i propri dati di contatto, quali indirizzi e-mail o numeri di telefono;
- che sia implementata l'informazione da parte delle imprese distributrici nei confronti delle imprese di vendita, affinché queste siano informate puntualmente e tempestivamente, ovvero in modo pressoché contestuale ai loro clienti, con l'indicazione dei POD interessati dalle sostituzioni e dell'intervallo temporale di svolgimento dell'intervento;
- che le informazioni nei confronti delle imprese di vendita siano fornite anche alle imprese entranti nei casi di *switching*, non appena alle imprese distributrici sia notificata tramite il SII la conferma dell'esito positivo della procedura (cioè senza attenderne il perfezionamento al primo giorno del mese);
- che comunicazioni analoghe a quelle previste per le imprese di vendita siano effettuate anche nei confronti del GSE (Gestore dei servizi energetici) relativamente ai punti di prelievo corrispondenti a punti di misura di generazione.

CAPITOLO 8

Misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19

L'Autorità ha definito specifici interventi a tutela dei clienti finali legati alla diffusione dell'epidemia di Covid-19.

In particolare, con la delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, è stato tra l'altro previsto che le procedure di sospensione delle forniture di energia elettrica e gas naturale per morosità del cliente, nonché le clausole contrattuali relative alla sospensione e all'interruzione della fornitura dei gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di rete urbana, non trovassero applicazione nel periodo compreso tra il 10 marzo e il 3 aprile 2020. Con la delibera 17 marzo 2020, 75/2020/R/com, l'Autorità ha altresì approvato le disposizioni urgenti in materia dei servizi elettrico, di gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti relativamente ai Comuni di Bertonico, Casalpusterlengo, Castelgerundo, Castiglione d'Adda, Codogno, Fombio, Maleo, San Fiorano, Somaglia, Terranova dei Passerini, Vò. Tale periodo di sospensione è stato successivamente prorogato, in ragione dell'allungamento del periodo di *lockdown* derivante dall'emergenza da Covid-19, con le delibere 2 aprile 2020, 117/2020/R/com, 13 aprile 2020, 124/2020/R/com, 30 aprile 2020, 148/2020/R/com.

L'Autorità è intervenuta adottando in via d'urgenza opportune misure anche al fine di tutelare le nuove esigenze degli operatori strettamente connesse con la situazione emergenziale, sorte sia in seguito ai provvedimenti restrittivi emanati dal Governo, sia in seguito alle disposizioni della delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com. In particolare, la delibera 2 aprile 2020, 116/2020/R/com, ha disposto specifiche deroghe alla disciplina della gestione degli inadempimenti nei pagamenti dei venditori nei confronti dei distributori e alla disciplina delle garanzie di cui 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 per il mese di aprile; tali deroghe sono state successivamente estese anche ai mesi di maggio e giugno, rispettivamente con le delibere 30 aprile 2020, 149/2020/R/com, e 28 maggio 2020, 192/2020/R/com.

Con riferimento alla gestione degli inadempimenti nei pagamenti, l'Autorità ha stabilito che fosse sospeso, da parte delle imprese distributrici di entrambi i settori energetici, l'avvio delle procedure di inadempimento per le fatture di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale la cui scadenza di pagamento ricadeva nei mesi di aprile, maggio o giugno 2020, qualora gli utenti avessero versato importi per una quota pari almeno:

- per il settore elettrico, con riferimento ai soli punti alimentati in bassa tensione, al 70% degli importi fatturati per i mesi di aprile e maggio e al 90% per il mese di giugno;
- per il settore del gas naturale, all'80% degli importi complessivamente fatturati per i mesi di aprile e maggio e al 90% per il mese di giugno.

Poiché tale disposizione avrebbe potuto avere riflesso sugli adempimenti, posti dalla regolazione in capo alle imprese distributrici, di versare gli oneri generali di sistema alla Cassa per i servizi energetici e ambientali e alla società Gestore dei servizi energetici, l'Autorità ha disposto che fosse consentito alle imprese distributrici di entrambi i settori energetici di versare solamente una quota di fatturato mensile per oneri generali di sistema con scadenza di pagamento nel periodo tra aprile e maggio. La quota doveva essere:

- per il settore elettrico, pari al valore maggiore tra l'80% del fatturato mensile per oneri generali di sistema dei punti alimentati in bassa tensione per i mesi di aprile e maggio e il 90% dello stesso fatturato per il mese di giugno e la quota del fatturato effettivamente incassata;

- per il settore del gas naturale, pari al valore maggiore tra il 90% del fatturato mensile per i mesi di aprile, maggio e giugno per oneri generali di sistema e la quota effettivamente incassata del medesimo fatturato.

Con riferimento alla disciplina delle garanzie, l'Autorità ha in generale concesso agli utenti un tempo maggiore per la presentazione delle garanzie, in ragione delle possibili difficoltà che gli utenti del trasporto e della distribuzione che hanno prestato garanzie nella forma della fideiussione potrebbero incontrare nell'ottenere, presso gli istituti bancari e assicurativi, il rilascio di nuove fideiussioni, date le limitazioni imposte agli esercizi commerciali.

Inoltre, sempre con riferimento alle garanzie e in particolare alla garanzia del *rating* creditizio, l'Autorità ha disposto che per i mesi di aprile, maggio e giugno 2020 fosse ammesso il livello di *rating* immediatamente inferiore al livello minimo tipicamente ammesso dai rispettivi codici di rete nei casi di *downgrade* intervenuto a causa dell'emergenza sanitaria.

Successivamente, con la delibera 192/2020/R/com l'Autorità ha avviato un procedimento volto a definire le modalità e le tempistiche di versamento a saldo, da parte degli utenti del trasporto di energia elettrica e della distribuzione del gas naturale, degli ammontari totali fatturati dai distributori nel periodo che va da aprile a giugno 2020 e non versati ai sensi delle deroghe introdotte con la delibera 116/2020/R/com. Lo stesso procedimento era finalizzato, altresì, a definire la conclusione delle deroghe alla disciplina delle garanzie nei casi di *downgrade* del *rating*.

Facendo seguito agli orientamenti espressi con il documento per la consultazione 28 maggio 2020, 193/2020/R/com, l'Autorità ha concluso tale procedimento con la delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com, disponendo che:

- gli utenti del trasporto e della distribuzione che si sono avvalsi delle misure previste dalla delibera 116/2020/R/com siano tenuti a versare gli importi non versati tra aprile e giugno in alternativa: i) per mezzo di un versamento in unica soluzione a settembre; ii) per mezzo di un piano di rateizzazione in tre rate mensili di importo costante a settembre, ottobre e novembre;
- le imprese distributrici versino a CSEA e al GSE gli oneri generali di sistema successivamente all'incasso nell'ambito del versamento *una tantum* o del piano di rateizzazione;
- la deroga alla disciplina di gestione della garanzia del *rating* sia estesa fino a un massimo di dodici mesi dal momento in cui il *downgrade* ha avuto luogo.

Infine, l'Autorità è ulteriormente intervenuta in merito alla disciplina delle garanzie del *rating* creditizio con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, attraverso cui, in ragione del perpetuarsi dell'emergenza sanitaria, ha disposto che, trascorsi i dodici mesi indicati dalla delibera 248/2020/R/com successivi all'emissione del *downgrade* del giudizio di *rating* da parte dell'agenzia di *rating* emittente, qualora la stessa agenzia confermi il giudizio precedentemente emesso, imputando la conferma all'emergenza sanitaria, l'utente possa continuare ad avvalersi di tale giudizio nei contratti di trasporto di energia elettrica e di distribuzione del gas naturale per almeno i successivi dodici mesi.

CAPITOLO 8

Processi e flussi informativi del Sistema informativo integrato

Approvazione del regolamento del SII

Con la delibera 10 novembre 2020, 455/2020/R/com, l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del SII. Il fine che ha guidato la stesura del regolamento è stato recepire le innovazioni legate all'evoluzione tecnologica degli strumenti di comunicazione con i soggetti che operano nell'ambito del SII e quelle connesse con la più recente normativa vigente in materia di protezione dei dati personali, con particolare riferimento al cosiddetto *General Data Protection Regulation* – GDPR (regolamento (UE) 679/2016).

Razionalizzazione dei flussi informativi nel settore del gas

Con la delibera 26 maggio 2020, 185/2020/R/com, l'Autorità ha previsto che trovassero applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2021, in luogo dell'iniziale termine del 1° giugno 2020, i nuovi flussi informativi definiti dalla delibera 25 giugno 2019, 271/2019/R/gas, e relativi alla messa a disposizione dei dati di misura rilevati in esito all'esecuzione di prestazioni tecniche e dei dati di misura periodici, aventi a oggetto prelievi di competenza gennaio 2021.

Il rinvio, su richiesta delle associazioni di settore, è stato ritenuto opportuno al fine di consentire, da una parte, una pianificazione di un'efficace fase di test e collaudo dei nuovi flussi nell'attuale contesto di graduale ritorno alla piena operatività delle imprese, e, dall'altra, una gestione omogenea, fino alla fine dell'anno in corso, dei flussi informativi utilizzati nell'attività di profilazione e aggregazione delle misure effettuata dal SII nell'ambito delle sessioni di bilanciamento mensile definite dal Testo integrato *settlement* gas – TISG[19].

Accreditamento al SII dei gestori del servizio idrico

In vista dell'entrata in operatività del meccanismo per il riconoscimento automatico dei bonus sociali, l'Autorità ha ritenuto opportuno che le interazioni tra Acquirente unico e i gestori dei servizi idrici interessati avvengano mediante il SII, con l'utilizzo di strumenti di comunicazione evoluti resi disponibili dal Gestore del SII, al fine di rendere più semplice ed efficiente la gestione del processo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico.

A tale scopo, con la delibera 22 dicembre 2020, 585/2020/R/com, l'Autorità ha previsto che debbano accreditarsi al SII, secondo le regole e le modalità operative previste dal regolamento di funzionamento di quest'ultimo, tutti i gestori del servizio idrico integrato ovvero del singolo servizio di distribuzione di acqua destinata al consumo umano in virtù di qualunque forma di titolo autorizzativo e con qualunque forma giuridica in un determinato

19 Allegato A alla delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

territorio, ivi inclusi i comuni che lo gestiscono in economia, iscritti nell'Anagrafica Operatori dell'Autorità e presenti nell'Anagrafica territoriale del servizio idrico integrato (ATID).

L'accreditamento al SII è stato previsto a partire dal 1° gennaio 2021 e fino al 30 aprile 2021, per i soggetti iscritti all'ATID alla data del 31 dicembre 2020.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Revisione del contributo tariffario dei TEE

Come già riportato nella *Relazione Annuale* 2019, con la sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, emessa in accoglimento del ricorso di un'impresa distributrice, il giudice amministrativo ha ritenuto fondata la censura rivolta nei confronti della disposizione del decreto interministeriale 10 maggio 2018 in materia di Titoli di efficienza energetica (TEE), determinandone la caducazione *in parte qua* e sancendo, di conseguenza, l'annullamento, tra l'altro, della delibera dell'Autorità 27 settembre 2018, 487/2018/R/efr, che aveva definito i criteri per la determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico pari a 250 €/TEE.

È stato, quindi, necessario avviare un procedimento per la nuova definizione dei criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto, nel cui alveo – nel periodo oggetto della presente *Relazione Annuale* – prima sono stati condivisi gli intendimenti dell'Autorità con il documento per la consultazione 20 febbraio 2020, 47/2020/R/efr, e, successivamente, è stata approvata la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

In particolare, con tale provvedimento – nel ribadire la disponibilità alla collaborazione interistituzionale, anche finalizzata alla valutazione delle riforme o dell'eventuale superamento del sistema basato su obblighi di risparmio energetico assegnati ai distributori – l'Autorità ha inteso, principalmente:

- fissare, confermando quanto espresso nel documento per la consultazione, un *cap* al contributo tariffario riconosciuto, al fine di limitare le variazioni dei prezzi di mercato, definendone il valore pari a 250 €/TEE, tenendo conto del dettato del menzionato decreto interministeriale nelle parti non intaccate dalla sentenza del giudice amministrativo, con particolare riferimento al costo dei TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (c.d. TEE "virtuali") di cui all'art. 14-*bis*. Fermo restando il costo minimo dei TEE "virtuali" indicato nel decreto, infatti, si è ritenuto che valori più alti del *cap*, in assenza di adeguata liquidità del mercato, avrebbero potuto comportare analoghi rialzi dei prezzi di mercato, senza che i distributori potessero recuperare maggiormente i propri extra-costi, nonostante un aggravio dei costi complessivamente sostenuti dai clienti finali;
- tenere conto, nella formula di determinazione del contributo tariffario, dei prezzi e delle quantità dei TEE scambiati sul mercato e della porzione di essi scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi compresi nell'intervallo di ±20% rispetto al prezzo medio del mese precedente, al fine di escludere le transazioni avvenute a prezzi eccessivamente bassi, non indicativi, ed estendendo il limite del prezzo massimo a 260 €/TEE (corrispondente al prezzo obiettivo risultante dalla somma del *cap* e del costo dei TEE "virtuali");

- introdurre un elemento che consenta di aumentare il contributo tariffario nel caso in cui i prezzi di scambio scendano rispetto al *cap*, al fine di stimolare l'efficienza del mercato in caso la liquidità del mercato aumenti;
- prevedere l'erogazione, ulteriore rispetto al contributo di cui sopra, di un contributo addizionale determinato annualmente secondo la lineare proporzione della differenza tra i prezzi di mercato e il *cap* e della differenza tra la quantità di TEE disponibile alla conclusione dell'anno d'obbligo e quella corrispondente all'obiettivo specifico aggiornato complessivo per l'anno. Tale elemento quindi, per la prima volta, tiene conto specificatamente della scarsità di TEE rispetto all'obiettivo aggiornato da ottemperare;
- valutare successivamente l'adozione di meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dai distributori per i TEE "virtuali" allorquando, ai sensi della normativa, tali costi non possano più essere oggetto di riscatto ovvero alla fine della scadenza dell'ultimo anno d'obbligo finora definito;
- in considerazione del fatto che, a causa dell'emergenza da Covid-19, la normativa ha progressivamente posticipato il termine del corrente anno d'obbligo fino al 30 novembre 2020 e ciò può aver comportato una rilevante esposizione finanziaria da parte dei distributori, per il solo anno d'obbligo 2019 prevedere l'erogazione di un acconto straordinario. Esso, valorizzato unitariamente a 250 €/TEE, è definito forfetariamente nella misura della quota minima di titoli di cui un distributore si deve approvvigionare per poter accedere ai TEE "virtuali" dell'obiettivo 2019 ed è stato erogato da parte di CSEA a ciascun distributore che ne abbia fatto richiesta entro la fine del mese di agosto 2020.

Con la delibera 15 dicembre 2020, 550/2020/R/efr, è stato, infine, determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi nell'ambito del meccanismo per l'anno 2019, in applicazione del provvedimento sopra richiamato. In particolare, il contributo tariffario è risultato pari a 250 €/TEE (ovvero ha trovato applicazione il *cap* previsto), mentre il corrispettivo addizionale unitario pari a 4,49 €/TEE.

Ulteriori attività assegnate all'Autorità

Nel periodo in esame nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, l'Autorità ha approvato alcuni provvedimenti necessari per il completo svolgimento dei mercati di scambio dei TEE, amministrati dal Gestore dei mercati energetici (GME), e, più in generale, nell'ambito delle competenze assegnatele dal legislatore. In particolare:

- con la citata delibera 270/2020/R/efr, è stato anche disposto che il GME predisponesse le necessarie modifiche al Regolamento per le transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica, al fine di tenere conto delle modifiche alle modalità di determinazione del contributo tariffario e, più specificatamente, adeguare le definizioni e le necessarie pubblicazioni sul sito internet dello stesso Gestore. Il Regolamento per le transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica, come modificato, è divenuto efficace con la pubblicazione sul medesimo sito internet del GME ed è stato successivamente approvato con la delibera 15 dicembre 2020, 550/2020/R/efr;
- con la delibera 1° dicembre 2020, 513/2020/R/efr, sono stati infine approvati, come di consueto, i corrispettivi, relativi all'anno 2021, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi dei titoli di efficienza energetica gestiti dal GME.

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, con riferimento al mercato della vendita alla clientela di massa di entrambi i settori, 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 2019, il Rapporto 23 febbraio 2021, 71/2021/I/com (Rapporto 2019), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo – ove possibile – l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2019 analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e delle dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto con il fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

Rispetto ai precedenti Rapporti, molti dati afferenti ai punti serviti e ai passaggi dei clienti, che in precedenza erano trasmessi dagli operatori, sono stati trasmessi dal Gestore del sistema informativo integrato. Sempre con riferimento agli indicatori relativi al 2019, le problematiche legate alla pandemia di Covid-19 hanno rallentato le operazioni di raccolta e rettifica dei dati presso gli operatori; in merito è quindi intervenuta la determina 10 aprile 2020, 3/2020 – DMRT, che ha differito i termini per la trasmissione dei dati oggetto del monitoraggio. I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2019, in primo luogo, confermano l'assenza di specifiche criticità rilevanti nel settore elettrico per i clienti altri usi allacciati in media tensione. In particolare, l'aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per l'anno in analisi, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti altri usi in media tensione, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti altri usi allacciati in bassa tensione, le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano, da un lato, alcuni incoraggianti segnali di vivacità ma, dall'altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nonostante la vendita nel mercato a tali clienti sia più concentrata di quanto rilevato per i clienti allacciati in media tensione, gli indici di concentrazione non sono tali da evidenziare criticità. Piuttosto, è la tendenza ad assestarsi su livelli di concentrazione più elevati a rappresentare l'elemento di attenzione, da monitorare con scrupolo nei prossimi anni per valutarne gli eventuali impatti sullo sviluppo della concorrenza.

Per i clienti domestici del settore elettrico, si consolidano alcuni segnali di miglioramento evidenziati negli ultimi anni. Tuttavia, permangono aspetti di potenziale criticità da affrontare con decisione, anche in vista del superamento delle tutele di prezzo. Se, da un lato, il grado di concentrazione del mercato libero tende a diminuire e la dinamicità dei clienti tende ad aumentare, infatti, dall'altro lato il livello dei relativi indicatori è comunque più critico di quello dei clienti altri usi.

Si consolidano i segnali di miglioramento del grado di concentrazione anche con riferimento ai clienti domestici e ai condomini del settore del gas naturale.

Le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti di mercato, che tuttora permangono, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, verso la completa liberalizzazione. Va posta particolare attenzione, in primo luogo, agli alti livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi tutela. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono gli impatti:

- sulla formazione dei prezzi delle offerte disponibili nel mercato libero dei singoli servizi aggiuntivi e degli altri elementi di differenziazione, anche al fine di migliorare la comparabilità delle offerte stesse e la loro analisi;
- delle differenti dinamiche concorrenziali tra i vari segmenti di mercato sui margini che gli esercenti la vendita riescono a ottenere in ciascun segmento di clientela e nella vendita ai clienti del mercato libero;
- del potere di mercato detenuto da una parte degli operatori sui segmenti di clientela basso consumanti, e in particolar modo per i clienti domestici, sull'eventuale sostenibilità ed efficacia di strategie di prezzo aggressive sui segmenti di clientela alto consumante.

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, e 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;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori.

A tale fine, nel corso del 2020 si è avviata la graduale pubblicazione delle analisi periodiche del monitoraggio *retail* sull'apposita pagina web del sito dell'Autorità[20] in formato *open data*.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito dell'attività di *enforcement* della regolazione.

20 Cfr. il link www.arera.it/it/operatori/monitoraggio_retail.htm.

Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas

Le disposizioni per il monitoraggio della qualità dei servizi di vendita assicurano, da un lato, la tutela dei clienti in relazione ad alcuni aspetti relativi a talune prestazioni legate ai servizi di vendita e, dall'altro, la disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati del Rapporto di monitoraggio *retail*.

La qualità dei servizi di vendita coinvolge tutti i venditori che svolgono attività di vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali. Le prestazioni sottoposte a standard riguardano i reclami e le richieste scritte di informazioni, le rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione, nonché le regole di corresponsione degli indennizzi automatici ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità.

Nel corso del 2020, ai sensi della delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, con la determina 1° aprile 2020, 2/2020 – DACU DMRT, sono stati differiti al 30 giugno 2020 i termini previsti dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV[21]) per la comunicazione dei dati di qualità commerciale relativi all'anno 2019, al fine di tenere conto delle criticità connesse alle misure restrittive introdotte a livello nazionale per il contrasto e il contenimento del diffondersi del Covid-19.

Tale differimento ha avuto inevitabilmente impatti sull'analisi successiva dei dati comunicati dagli operatori e sulla pubblicazione dei dati riferiti all'anno 2019.

Sono, inoltre, entrate in vigore alcune disposizioni relative al TIQV, approvate con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, in tema di indicatori su cui basare l'analisi comparativa prevista dall'art. 36, comma 36.4, del medesimo TIQV, al fine di promuovere una maggiore armonizzazione fra le tipologie di clienti con riferimento ai quali sono definiti gli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati.

In particolare, l'articolazione della tipologia "cliente finale gas alimentato in bassa pressione" è stata ripartita – in conformità a quanto previsto dall'art. 2, comma 2.3, del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG[22]) – nelle categorie "domestico", "condominio con uso domestico", "attività di servizio pubblico" e "usi diversi".

Ciò porterà a inserire, all'interno del Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie, i quattro indicatori quantitativi (indicatore di reclamosità – IRC, indicatore di richieste di informazione – IINFO, indicatore di capacità di risposta ai reclami – ICRC e indicatore di risposta alle richieste di informazione – ICINFO), calcolati esclusivamente con riferimento alle sei categorie di clienti del mercato libero (clienti domestici e non elettrici, e, per il settore del gas, clienti domestici, condomini usi domestici, attività di servizio pubblico e altri usi gas). Nello specifico:

- gli indicatori IRC e IINFO annuali saranno computati sulla base della media degli indicatori mensili calcolati avendo come riferimento il numero dei reclami ricevuti e i clienti finali serviti entro l'ultimo giorno di ciascun mese;

21 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.
22 Allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

- gli indicatori quantitativi saranno pubblicati in *cluster* che raggruppano di operatori con *performance* simili (individuati nominativamente all'interno del *cluster* in mero ordine alfabetico) e gli indicatori individuali saranno inseriti in fogli elettronici in mero ordine alfabetico.

Inoltre, la delibera 623/2018/R/com prevede di utilizzare i risultati dell'indagine di soddisfazione relativa alle risposte alle richieste scritte di informazione a soli fini di monitoraggio, senza la pubblicazione di dati individuali raggruppati in *cluster*.

Trattamento dei reclami e risoluzione delle controversie

Nell'ambito della regolazione della qualità commerciale della vendita attualmente in vigore, al fine di acquisire un quadro approfondito e organico di informazioni necessarie alla valutazione complessiva del fenomeno dei reclami e delle prestazioni di qualità commerciale della vendita, l'Autorità ha introdotto obblighi di comunicazione annuale di dati per tutti i venditori di energia elettrica e gas. I risultati dell'analisi dei dati raccolti confluiscono anche nel Rapporto sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti del servizio elettrico e del gas.

I dati comunicati dai venditori riguardano i reclami e le richieste scritte di informazioni, le rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione, nonché il numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità. La raccolta dati è strutturata in modo che i venditori trasmettano i dati relativi al grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità; ciò consente all'Autorità di verificare le modalità di applicazione del TIQV, incluse la gestione dei casi di mancato rispetto degli standard per cause imputabili al venditore e la corresponsione degli indennizzi, quando dovuti ai clienti.

Con la già menzionata determina 2/2020 – DACU DMRT, adottata ai sensi della delibera 59/2020/R/com, sono stati differiti al 30 giugno 2020 i termini previsti dal TIQV per la comunicazione dei dati di qualità commerciale relativi all'anno 2019, al fine di tenere conto delle criticità connesse alle misure restrittive introdotte a livello nazionale per il contrasto e il contenimento del diffondersi del Covid-19.

Per questi motivi il Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti del servizio elettrico e del gas ha subito un ritardo nell'elaborazione, mentre nella seconda parte del 2020 è stata regolarmente effettuata l'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.

La raccolta dati ha registrato una significativa partecipazione da parte dei venditori. Sono stati trasmessi i dati da 642 operatori, che rappresentano oltre 55 milioni di clienti elettrici e gas; 576 imprese di vendita hanno dichiarato di aver fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di aver ricevuto complessivamente 533.806 reclami, di cui il 56,97% riconducibile al settore elettrico, il 37,08% al settore del gas e il 6% a clienti *dual fuel*.

Le richieste di informazioni scritte sono risultate 369.669, in sensibile aumento rispetto all'anno precedente (+30,75%); il 55,8% è attribuibile al settore elettrico, il 29,7% al settore del gas e il 14,34% ai clienti *dual fuel*.

Le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione registrano in valore assoluto 32.191 rettifiche di fatturazione, in diminuzione del 3,24% rispetto all'anno precedente, e 4.469 rettifiche di doppia fatturazione, in netto aumento (+32,06%) sull'anno precedente, anche se, rispetto al complesso delle fatture emesse nell'anno, i casi risultano essere contenuti.

Nel complesso, i reclami sono aumentati rispetto all'anno precedente del 5,2%, le richieste di informazioni sono cresciute del 30,75% e quelle di rettifica di doppia fatturazione sono incrementate del 32,06%; sono, invece, diminuite le rettifiche di fatturazione. Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 66% dei reclami, il 63,1% delle rettifiche di fatturazione e il 78,8% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero. Per quanto riguarda le rettifiche di fatturazione, anche nell'anno considerato esse interessano principalmente il settore del gas, che con 19.235 rettifiche rappresenta il 59,75% sul totale complessivo delle rettifiche eseguite.

Con la determina 4 agosto 2020, 6/2020 – DACU, sono state approvate le istruzioni per l'indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazioni per l'anno 2020, prevista dall'art. 38 del TIQV.

Sono state coinvolte nell'indagine 15 imprese, che servono circa 45,2 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e del gas), pari all'81,7% dei clienti complessivi. In totale sono state effettuate 9.600 interviste per l'indagine sulla qualità dei reclami e 1.500 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni. La modalità delle interviste è stata CATI (interviste telefoniche – *Computer-Assisted Telephone Interviewing*) e CAWI (interviste via web – *Computer-Assisted Web Interviewing*).

In particolare, per quanto riguarda l'indagine sui reclami, il 55,8% dei clienti intervistati si è dichiarato complessivamente soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 44,2% è rimasto insoddisfatto. Di questi ultimi clienti, il 19,5% ha affermato di essere gravemente insoddisfatto. Analizzando nel dettaglio, i clienti titolari di contratto sono risultati soddisfatti al 56,9%, i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare) soddisfatti al 54,10%, mentre i giudizi più negativi risultano essere quelli dei delegati professionali, soddisfatti solo al 48,7%.

Esaminando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione leggermente inferiori alla media (54,10%), mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (60,3%).

Se si analizzano i risultati considerando se il reclamo è stato risolto o meno, coloro che hanno trovato risoluzione sono stati soddisfatti del trattamento all'85%, mentre coloro che non hanno risolto il reclamo giudicano soddisfacente il trattamento al 22,3%. A tale proposito, si rileva che il 38,68% del campione con il reclamo non ha risolto il problema.

Vi è da rilevare che prima di presentare il reclamo scritto il 63% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 30% aveva provato con altri canali dell'azienda, il 19,6% aveva precedentemente presentato un reclamo, il 7,2% si era rivolto ad altri punti di contatto aziendali fisici, il 3,7% si era rivolto a un legale di fiducia o a un commercialista, mentre il 2,3% ha dichiarato di essersi rivolto a un'associazione di consumatori e l'1,9% allo Sportello per il consu-

matore energia e ambiente. I clienti intervistati, pertanto, sono arrivati a presentare reclamo scritto generalmente in quanto reduci da più contatti e passaggi o da precedenti reclami.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo, nel 58,2% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione; a seguire, pesano le vicende contrattuali (20,2%), questioni relative alla misura (14,9%) e al mercato (8,4%); infine, problemi riguardanti la morosità e la sospensione della fornitura e la qualità tecnica incidono, rispettivamente, per il 7,9% e il 6,4%.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, in una scala di soddisfazione da 1 a 5, otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il giudizio espresso era di insoddisfazione, sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di isolare con più precisione i motivi della valutazione.

TAV. 8.6 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione nel 2020 (valori %)*

FATTORI	PESO 2020	INSODDISFAZIONE
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	19,2%	45,7%
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	16,4%	43,3%
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	15,8%	42,2%
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	14,4%	18,0%
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	11,0%	34,7%
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	10,2%	32,7%
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	8,4%	22,8%
Documentazione allegata	4,6%	22,8%

Fonte: ARERA, Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono: la chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto (45,7% di insoddisfatti), la completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo (43,3% di insoddisfatti), le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo (42,2% di insoddisfatti), la comprensibilità e la chiarezza del linguaggio (18% di insoddisfatti) la chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (34,7% di insoddisfatti), la precisione e la completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo (32,7%).

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2020, per l'intero campione di indagine, è pari a 63,8 su 100, valore che risulta leggermente inferiore a quello rilevato nel 2019 (65,5).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva decisamente più alto, con un ICS di 85,1 (+1,5 rispetto all'anno precedente).

In questo caso i clienti ritengono che il principale fattore di qualità della risposta sia costituito dalla sua risolutività, risultato coerente con il fatto che l'85% degli intervistati ha dichiarato che il motivo dell'invio della richiesta scritta era di ottenere informazioni specifiche per risolvere un problema.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza da parte dei clienti di alcune caratteristiche del servizio. Il 15,9% dei clienti che hanno presentato reclamo era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi di indennizzi associati a una risposta tardiva. Il 47,7% di chi ha presentato una richiesta di informazione non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali, il 33,9% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli, il 18,4% ha dichiarato di conoscere gli standard ed è stato in grado di citare quelli associati alla tempestività e completezza delle risposte ai reclami, alla fatturazione e alla qualità tecnica.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti, da parte dei venditori, inesattezze nella classificazione delle richieste ricevute e nella loro differenziazione tra richieste di informazioni e reclami. Sotto questo profilo, dei 1.500 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, 45 (il 3%) all'inizio dell'intervista hanno dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni ed è stato di conseguenza sottoposto loro il questionario relativo all'indagine sui reclami.

Incrociando i dati sull'insoddisfazione registrata e l'importanza attribuita dai clienti ai singoli criteri di qualità, emerge che i fattori su cui è necessario intervenire risultano essere quelli relativi a: "chiarezza sui tempi in cui il problema verrà risolto"; "completezza delle indicazioni sui modi in cui il problema verrà risolto"; "motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo"; questi fattori, oltre a registrare alti livelli di insoddisfazione, assumono anche un peso rilevante nella valutazione di importanza da parte dei clienti.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

Le disposizioni in vigore relative alla qualità dei *call center* permettono di monitorare costantemente la qualità erogata dei servizi di contatto e assicurano una tutela di base ai clienti finali.

È garantita ampia libertà ai venditori sulle scelte organizzative relative al servizio ai clienti, in modo tale che ciascuna azienda possa rendere efficienti i servizi modulandoli sulle esigenze della propria tipologia di clientela o segmenti di essa. In generale, i servizi telefonici costituiscono, infatti, un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e del gas che si confrontano in un mercato concorrenziale.

L'Autorità ha fissato obblighi minimi e standard generali per i servizi telefonici, che devono essere rispettati da tutte le aziende di vendita. I *call center* commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas rappresentano, tra i canali di contatto, un pilastro fondamentale per i clienti che necessitano di rivolgersi in modo immediato al proprio fornitore.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, partecipano annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico. Sono obbligate a partecipare all'indagine le aziende di vendita con

almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 400.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

I livelli standard obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, riguardano l'accessibilità al servizio, per limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate, il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore) e i tempi medi di attesa per parlare con un operatore. Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire vi sono:

- la semplicità del risponditore automatico (albero fonico), che deve essere tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi);
- la disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un numero verde[23] da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

Il monitoraggio mira a prevenire che il servizio peggiori, visti i buoni livelli raggiunti nel corso degli ultimi anni, e comprende anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela.

La tavola 8.7 riporta gli indicatori e gli standard generali attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 8.7 *Standard generali di qualità dei* call center *in vigore*

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori.	AS ≥ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata, in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA ≤ 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai *call center* chiedendo di parlare con un operatore.	LS ≥ 85%

Fonte: ARERA.

Con la determina 2/2020 – DACU DMRT sopra menzionata, adottata ai sensi della delibera 59/2020/R/com, sono stati differiti al 30 giugno 2020 anche i termini per la comunicazione dei dati relativi all'anno 2019 di cui al TIQV e al Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV[24]), al fine di tenere conto delle criticità connesse alle misure restrittive nazionali di contenimento dell'emergenza pandemica.

Per questi motivi, il Rapporto con i dati 2019 non è stato pubblicato nel corso del 2020, ma sono stati comunque analizzati i dati trasmessi dagli operatori. I venditori che hanno comunicato i dati sono stati 53 per il primo seme-

23 Il numero verde è un servizio telefonico che permette al cliente di effettuare chiamate addebitandone il costo interamente all'azienda che lo mette a disposizione.
24 Allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com.

stre e 55 per il secondo, per un totale di 135 numeri telefonici; molte imprese, infatti, mettono a disposizione dei clienti più numeri di telefono, differenziati per segmenti di clientela.

Nel 2020 le aziende tenute alla comunicazione dei dati hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 51,5 milioni di clienti, di cui più di 32,4 milioni di clienti elettrici (57,86% sul mercato libero) e 19,1 milioni di clienti del gas (61,56% sul mercato libero).

Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese risulta in diminuzione rispetto all'anno precedente, attestandosi intorno ai 49 milioni; i mesi in cui si è riscontrato il maggior calo sono quelli coincidenti con le misure più restrittive introdotte a livello nazionale ai fini del contenimento del diffondersi del Covid-19, ovvero in primavera e in misura minore in autunno. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente diminuito a 0,95 chiamate per cliente, contro lo 0,96 dell'anno precedente.

Va comunque ricordato che il dato medio complessivo riferito alle chiamate per cliente (ottenuto suddividendo il numero di chiamate dichiarate per il numero di clienti servito) è un dato indicativo, poiché i *call center* svolgono una serie di funzioni che spaziano dalla richiesta di informazioni all'assistenza in caso di problemi anche per servizi aggiuntivi rispetto alla fornitura di energia elettrica e gas. Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti contrattualizzati e dei clienti potenziali avviene, infatti, per molteplici motivi e sempre più i clienti, per le informazioni puntuali sul contratto di fornitura in essere, fanno ricorso ad altri strumenti messi a disposizione (area web, applicazioni per *smartphone* ecc.).

Dei 135 numeri telefonici commerciali messi a disposizione nel secondo semestre 2020, 74 (rispetto agli 81 nel secondo semestre 2019) sono risultati operativi dal lunedì al sabato, 19 dal lunedì alla domenica (rispetto ai 14 del secondo semestre 2019) e 42 (rispetto ai 27 del secondo semestre 2019) dal lunedì al venerdì. La maggioranza dei numeri telefonici (54,81%) messi a disposizione della clientela risulta, quindi, operativo dal lunedì al sabato.

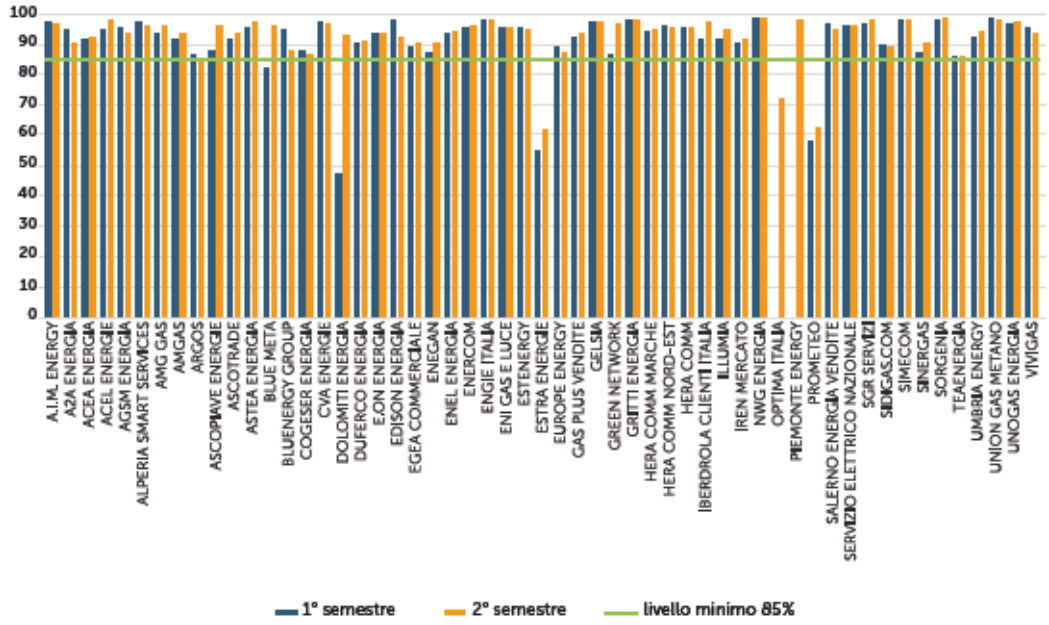
I numeri verdi risultano essere la maggioranza dei numeri telefonici messi a disposizione dalle imprese. Essi, però, sono sempre offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono e ad almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa.

I dati sulla qualità dei servizi telefonici, in termini di servizio reso ai clienti nel complesso, hanno registrato le difficoltà incontrate dalle aziende per fronteggiare le criticità connesse alle misure restrittive introdotte a livello nazionale contro il Covid-19. Le figure 8.9 e 8.10 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre del 2020.

Quasi tutte le imprese si attestano su livelli di servizio superiori allo standard generale minimo fissato (Fig. 8.9); la gran parte dei clienti riesce, quindi, a parlare con un operatore senza dover richiamare e con tempi medi di attesa inferiori o largamente inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 8.10).

Per quanto riguarda il livello di servizio, quasi tutte le imprese hanno registrato livelli inferiori agli standard per entrambi i semestri; le eccezioni sono limitate a due aziende che non hanno rispettato i livelli generali e a una che non ha comunicato i dati del primo semestre.

FIG. 8.9 *Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2020)*

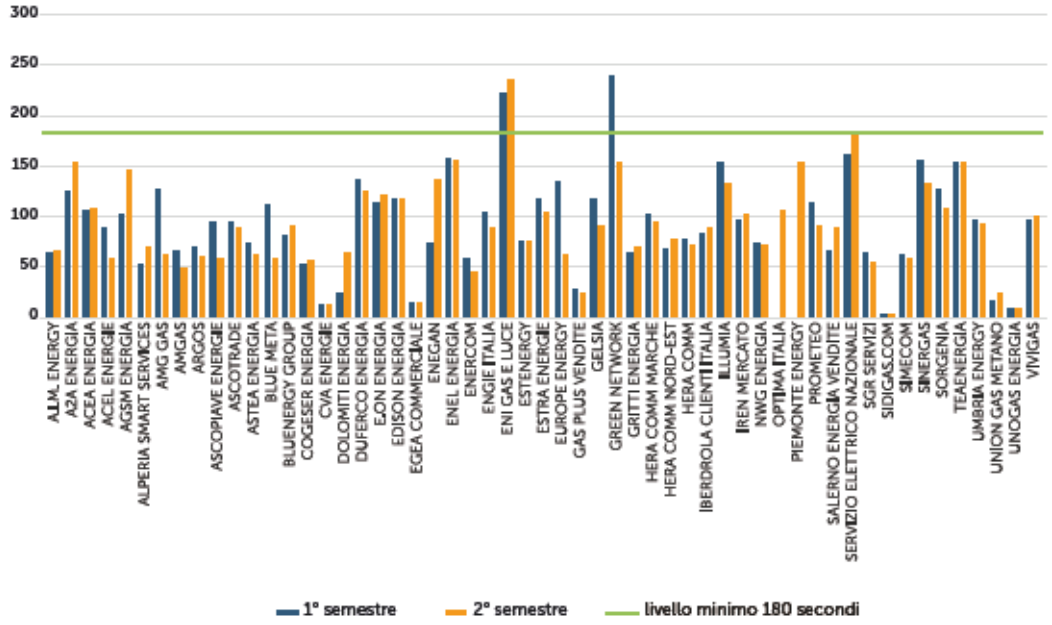


Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Infine, per quanto riguarda il tempo medio di attesa (TMA) per parlare con un operatore, tutte le imprese, a eccezione di due casi, hanno registrato, in media, tempi inferiori allo standard generale minimo fissato: nel corso del 2020, quindi, la quasi totalità dei clienti è riuscita a parlare con un operatore con tempi medi di attesa inferiori ai 180 secondi (Fig. 8.10). In ogni caso, le attese medie delle aziende che non hanno rispettato gli standard generali non sono state superiori ai 240 secondi.

Con la determina 21 settembre 2020, 8/2020 – DACU, sono state approvate le istruzioni per effettuare l'indagine di soddisfazione sulla qualità dei *call center* per l'anno 2020, prevista dall'art. 31 del TIQV.

FIG. 8.10 *Tempo medio di attesa – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2020)*

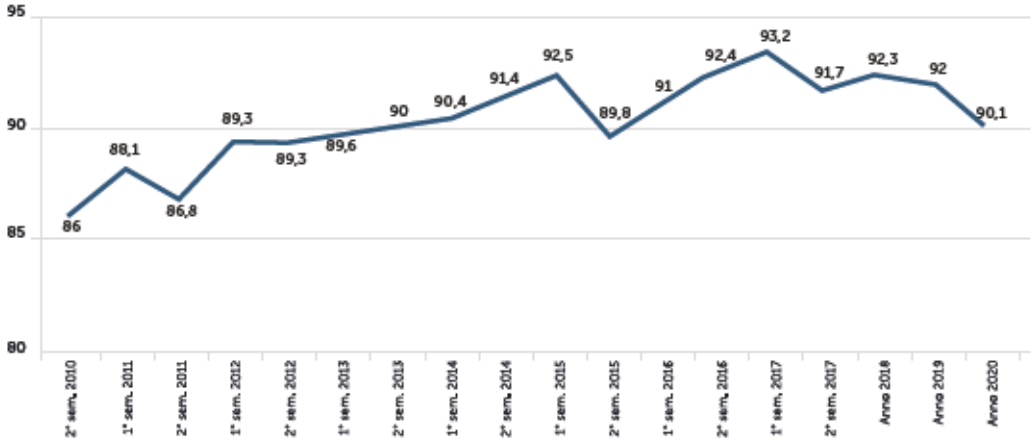


Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

L'indagine annuale di *customer satisfaction* realizzata nel 2020 ha coinvolto 22 imprese di vendita (le imprese con più di 50.000 clienti che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno), per un totale di 17.964 interviste telefoniche; l'indice di soddisfazione complessivo (ICS) si mantiene elevato, attestandosi a 90,1, pur facendo registrare un decremento (-0,3), su base annuale, rispetto al 2019 (92). Anche questo risultato sconta le difficoltà che i venditori di energia hanno dovuto affrontare nel riorganizzare i propri servizi in seguito alle misure restrittive imposte dal Governo per contrastare l'emergenza epidemiologica.

I dati storici mettono in evidenza, da una parte, il raggiungimento di un livello elevato e pressoché costante nel tempo dell'indice complessivo di soddisfazione, che scaturisce dalle indagini di *customer satisfaction* effettuate; dall'altra parte, si rileva una certa stabilità nelle aspettative dei clienti finali, che, nell'ambito di una generale soddisfazione, in tutte le edizioni delle indagini sono rimaste focalizzate sulle stesse priorità, ossia contatti risolutivi e risposte coerenti (Fig. 8.11).

FIG. 8.11 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2010-2020)*



Fonte: ARERA, indagini sulla qualità dei *call center*.

Il 79,3% dei clienti che hanno contattato un *call center* ha ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata, mentre il 20,7% ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, all'interno di questa percentuale, il 31,4% (il 45,2% nel 2019) ha dichiarato di aver ottenuto risposte poco coerenti.

I fattori che, a giudizio dei clienti, sono maggiormente importanti per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* sono la capacità di risolvere il problema (37,3%), la chiarezza delle risposte fornite (27,1%) e il tempo di attesa (12%); gli stessi fattori sono quelli che hanno raccolto il maggior grado di insoddisfazione da parte dei clienti che si sono dichiarati scontenti del servizio. In particolare, la capacità di risolvere il problema e la chiarezza nella risposta sono i fattori che rivestono la maggiore importanza per determinare il grado di soddisfazione, raggiungendo da soli il 64,4% del totale. I clienti più insoddisfatti, per contro, continuano a essere coloro che hanno dovuto chiamare più di una volta e coloro che hanno dichiarato di aver ottenuto, nelle chiamate successive, risposte poco o per nulla coerenti tra loro.

Nel complesso, anche se lievemente inferiore al 2019, risulta piuttosto elevata la soddisfazione rispetto al servizio telefonico, ma vi sono margini di miglioramento per quanto riguarda la capacità di risoluzione dei problemi (14,5% di insoddisfatti) e la chiarezza delle risposte fornite (8,8% di insoddisfatti).

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede ai venditori informazioni facoltative sulla disponibilità di una o più modalità di contatto ulteriori rispetto al servizio telefonico, che consentano al cliente finale di contattare il proprio fornitore per ottenere informazioni o gestire pratiche.

Nel 2020, 37 imprese su 54 hanno dichiarato di mettere a disposizione del cliente altri canali di contatto oltre al *call center*; in particolare: 34 mettono a disposizione dei clienti sportelli territoriali; 34 affiancano a telefono e sportelli sul territorio anche "sportelli virtuali" accessibili online tramite computer o *smartphone*, attraverso i quali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti;

28 hanno sviluppato e reso disponibili dei servizi mediante applicazioni specifiche per *smartphone*. Come negli anni precedenti, si è registrata la progressiva crescita sia del numero di imprese di vendita che hanno sviluppato modalità alternative al *call center* per contattare il venditore, sia di servizi veicolati dal web per la gestione delle pratiche e per informazioni, tanto per le imprese di maggiori dimensioni quanto per quelle con scarsa presenza di sportelli sul territorio. I numeri crescenti relativi all'utilizzo di tali nuove modalità di contatto da parte dei clienti confermano la rilevanza e il gradimento di questi ultimi.

CAPITOLO 9

TUTELA DEI CONSUMATORI

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 9

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali

Il 2020 è stato un anno sfidante per molti motivi; tra gli altri, anche con riferimento agli strumenti di informazione, trattazione di reclami, istanze, segnalazioni e risoluzione delle controversie, appartenenti al sistema di tutele per i clienti e gli utenti finali dei settori regolati, gestiti in avvalimento, per conto dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, da Acquirente unico mediante lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione.

I sopra citati servizi, come meglio dettagliati successivamente in questo capitolo, sono stati garantiti anche durante i mesi di *lockdown* nazionale causato dall'epidemia di Covid-19, in virtù della loro natura prevalentemente online, nonché della tempestiva adozione, da parte dell'Autorità, di specifiche misure procedurali e operative per il loro svolgimento. Al riguardo, per esempio, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, l'Autorità, fra l'altro, ha allungato il termine massimo di conclusione delle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione, portandolo da 120 a 180 giorni solari, decorrenti dalla data di presentazione della domanda completa, in costanza dello stato di emergenza dichiarato sull'intero territorio nazionale; oppure, per quanto concerne il *call center* dello Sportello, sono state implementate modalità di lavoro anche da remoto ed è stato reso disponibile, da aprile 2020, il servizio di *call back* per i clienti o utenti in caso di linea occupata, quale alternativa a ulteriori tentativi telefonici o alla formulazione del quesito per iscritto. Inoltre, per poco più di quattro mesi, in gran parte coincidenti con il *lockdown* nazionale, è stato attivato un pulsante *ad hoc* dell'albero fonico dedicato ai provvedimenti dell'Autorità connessi all'emergenza sanitaria.

Sulla scia della complessiva e repentina evoluzione digitale che ha interessato il Paese, anche per le necessità connesse all'emergenza epidemiologica, a fine 2020 è stato rinnovato il portale telematico con cui gli operatori e i gestori interagiscono con lo Sportello per tutte le attività diverse dal Servizio conciliazione: con la determina del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti 16 novembre 2020, 10/2020, infatti, è stato approvato il Regolamento di funzionamento del predetto portale. Sempre a fine anno, è stata rilasciata una nuova versione *mobile* della piattaforma del Servizio conciliazione, accessibile, nei primi mesi del 2021, anche tramite app, per un'ancor più semplice utilizzabilità della procedura mediante *smartphone* o *tablet* (in affiancamento al PC). Nel corso del 2021, inoltre, saranno gradualmente implementate nuove modalità di accesso al portale telematico dello Sportello (su tutte, SPID), in linea con la normativa vigente in materia, mantenendo, allo stesso tempo, la massima fruibilità dei servizi a beneficio di tutte le categorie di clienti e utenti finali, in particolar modo quelli *lato sensu* vulnerabili, e ferma restando la possibilità di attivare gli strumenti di tutela per mezzo di un delegato, anche appartenente a un'associazione dei consumatori o delle piccole e medie imprese.

In parallelo, sotto il profilo regolatorio è proseguita l'attività di estensione del sistema di tutele a settori diversi dall'energia elettrica e dal gas, per i quali tale sistema è in vigore, a regime, dal 1° gennaio 2017, nel rispetto dei principi di gradualità e specificità settoriale e tenuto conto dello sviluppo della regolazione afferente alle prestazioni di interesse degli utenti. In particolare, a seguito del documento per la consultazione 17 marzo 2020, 62/2020/E/tlr, l'Autorità, con la delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, ha previsto, a partire dal 1° luglio 2021, la disponibilità dei servizi di *contact center* dello Sportello anche per gli utenti del telecalore; inoltre, questi ultimi utenti potranno attivare, per la problematica insorta con l'operatore e non risolta mediante il reclamo, il Servizio conciliazione dell'Autorità, quale strumento di secondo livello. In ragione della sopra citata gradualità

applicativa, in linea con quanto già fatto, in una prima fase, per il settore idrico, anche per il telecalore gli operatori potranno aderire volontariamente alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione (per almeno un biennio) e il tentativo di conciliazione non sarà transitoriamente obbligatorio per gli utenti ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Nella prospettiva della disponibilità di un ventaglio sempre più ampio e variegato di strumenti complementari per la risoluzione extragiudiziale delle controversie di clienti e utenti finali dei settori regolati, è opportuno già qui ricordare che nel 2020 si sono iscritti nell'Elenco ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dell'Autorità 4 nuovi organismi e che hanno integrato la precedente iscrizione ulteriori 2 organismi, portando così a un totale di 26 gli organismi ADR iscritti (inclusi il Servizio conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica) e rispondenti ai requisiti di cui al titolo II-*bis*, parte V, del Codice del consumo (decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206). Nei settori dell'energia, in particolare, i clienti finali possono esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione, in alternativa al Servizio conciliazione, presso i predetti organismi ADR (se clienti domestici) o le Camere di commercio aderenti all'apposita convenzione sottoscritta fra Autorità e Unioncamere (49 al 31 dicembre 2020).

Nella tavola 9.1 è riportato un quadro complessivo dei volumi di richieste in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione nel 2020, per i settori energetici e idrico, afferenti al primo e al secondo livello del sistema di tutele (ovvero, rispettivamente: informazione e assistenza di clienti e utenti finali; soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte nell'ambito del rapporto di fornitura). Per completezza, è fornito anche il dato relativo alla gestione temporanea, da parte dello Sportello, delle comunicazioni degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, ai sensi della delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif. Infine, sono incluse nel secondo livello le domande di conciliazione registrate nel medesimo anno dagli organismi ADR.

In valori assoluti e considerando tutti i settori, è possibile osservare un andamento complessivamente in crescita dei suddetti volumi rispetto al 2019: in particolare, da un anno all'altro, sono aumentate le richieste scritte di informazioni (quasi 3.500 in più rispetto al 2019), le richieste di attivazione di procedure speciali informative (circa 3.400 in più rispetto al 2019) e le domande di conciliazione al Servizio (oltre 2.500 in più rispetto al 2019). Sono, invece, diminuite le chiamate pervenute al *call center* in orario di servizio (circa 2.600 in meno, conteggiando nel 2020, peraltro, anche le chiamate relative al già menzionato tasto provvisorio relativo all'emergenza sanitaria).

CAPITOLO 9

TAV. 9.1 *Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, al Servizio conciliazione e agli organismi ADR per i settori energia elettrica, gas, idrico e rifiuti (2020)*

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2020
Livello base	Chiamate al *call center* 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)		480.475
	Richieste scritte di informazioni		14.822 (*)
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		32.271
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	(**)	2.464
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	(conciliazione obbligatoria) (conciliazione facoltativa) (**)	18.602
	Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità	(conciliazione obbligatoria) (conciliazione facoltativa)	1.469 (***)
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		9.265
	Reclami di secondo livello		3.458
Gestione transitoria delle comunicazioni nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati			136

(*) 371 richieste scritte di informazione, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie.

(**) La conciliazione è l'unico strumento di secondo livello a disposizione degli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni (gestori che servono più di 300.000 abitanti residenti in uno o più Ambiti territoriali ottimali – ATO di competenza).

(***) Conteggiando anche una domanda pervenuta per il settore del telecalore.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente, Servizio conciliazione e Relazioni annuali degli organismi ADR.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Come accennato a inizio capitolo, l'emergenza sanitaria causata dalla diffusione del Covid-19 ha richiesto un rapido adeguamento della struttura organizzativa del *call center*, sia con riferimento alle modalità di lavoro da remoto, necessarie soprattutto nei mesi di *lockdown* nazionale, sia relativamente all'ampliamento delle alternative di contatto a disposizione dei consumatori (su tutte, il *call back* di cui *supra*). I dati illustrati nel prosieguo,

pertanto, vanno letti anche alla luce dell'eccezionale e contingente periodo storico; in ogni caso, è possibile concludere per una sostanziale adeguatezza del servizio a far fronte, con efficienza ed efficacia, ai volumi in ingresso nel 2020.

Nel 2020, sono pervenute al *call center* dello Sportello 480.475 chiamate in orario di servizio (Tav. 9.2), in leggero ribasso rispetto al 2019 (-0,5%). Di queste, 443.146 chiamate sono state gestite, mentre 37.329 sono state abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2019, aumentano, seppur in maniera non significativa, sia il tempo medio di attesa (174 secondi contro 149) sia il tempo medio di conversazione (227 secondi contro 200).

TAV. 9.2 *Chiamate pervenute al* call center *dello Sportello (2020)*

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	ATTESA MEDIA (SECONDI)	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI				
TOTALE 2020	572.009	480.475	443.146	443.146	-	37.329	91.534	174	227

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Il dato sulla distribuzione del totale delle chiamate pervenute – in orario di servizio o fuori orario – (Tav. 9.3) fa registrare un incremento di oltre 9 p.p., rispetto al 2019, della rete mobile, che si attesta al 69,9%, a fronte del 30,1% ascrivibile alla rete fissa.

TAV. 9.3 *Distribuzione chiamate pervenute al* call center *dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2020)*

	2020
Rete fissa	30,1%
Rete mobile	69,9%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Le chiamate gestite dal *call center* nel 2020 hanno interessato prevalentemente l'energia elettrica e il gas (91%). Gli argomenti di tali chiamate sono, invece, elencati nella successiva tavola 9.4; al riguardo, occorre ribadire che, dal 26 marzo al 31 luglio 2020, è stato reso disponibile un nuovo "tasto" dell'albero fonico denominato "Emergenza Coronavirus: informazioni su bollette, pagamenti e distacchi", avente a oggetto i provvedimenti dell'Autorità connessi all'emergenza sanitaria. Ciò posto, nel 2020 si confermano i primi tre argomenti per volume di chiamate già registrati nel 2019: il 47% delle chiamate totali ha avuto come tema il bonus (177.844 chiamate per i settori energetici e 30.088 chiamate per il settore idrico), il 22% ha riguardato le modalità di risoluzione delle controversie (97.151 per l'energia e 1.247 per l'idrico), il 13% le pratiche aperte presso lo Sportello (49.683 per l'energia e 6.837 per l'idrico; 9 chiamate su 10 hanno riguardato servizi erogati dallo Sportello diversi dalla conciliazione).

TAV. 9.4 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello (2020)*

	2019					
	ELETTRICO E GAS		IDRICO		TOTALE	
Bonus ***di cui*** ***– elettrico*** ***– gas***	138.117 39.727	 *34%* *10%*	30.088	*77%*	207.932	*47%*
Modalità di risoluzione delle controversie	97.151	*24%*	1.247	*3%*	98.398	*22%*
Diritti e regolazione	35.728	*9%*	584	*2%*	36.312	*8%*
Pratiche presso lo Sportello	49.683	*12%*	6.837	*17%*	56.520	*13%*
Portale Offerte e Portale Consumi	26.997	*7%*	-	-	26.997	*6%*
Gruppi di acquisto accreditati (*)	2.810	*1%*	-	-	2.810	*1%*
Emergenza Covid-19 (**)	13.703	*3%*	474	*1%*	14.177	*3%*
% TOTALE BONUS		*44%*		*77%*		*47%*
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI		*56%*		*23%*		*53%*

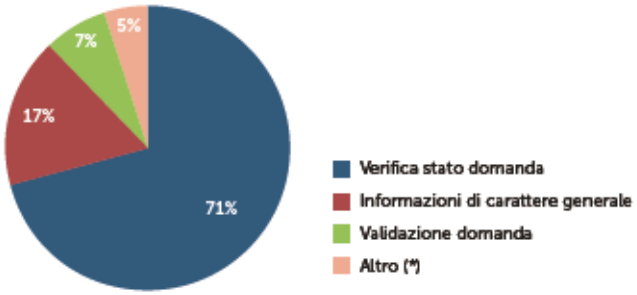
(*) Tasto autonomo fino al 25 marzo 2020, poi confluito nel tasto 5 con Portale Offerte e Portale Consumi.
(**) Dal 26 marzo al 31 luglio 2020.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Nel 2020, in 9.451 casi sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica (canale "diritti e regolazione"), sia nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

Nella figura 9.1 sono riportati i principali sub-argomenti del canale dell'albero fonico maggiormente utilizzato nel 2020, ossia quello relativo al bonus. Considerando i settori energetici e idrico, tali chiamate hanno riguardato principalmente richieste a vario titolo in merito allo stato di avanzamento della pratica di bonus (71%; +4 p.p. rispetto al 2019) e, per una quota pari al 17%, informazioni di carattere generale (+2 p.p. rispetto al 2019).

FIG. 9.1 *Focus sui principali argomenti canale bonus relativamente alle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello (2020)*



(*) L'argomento "Altro" riguarda principalmente il rinnovo della domanda, la variazione dei requisiti (ISEE, componenti del nucleo familiare, variazione di residenza/domicilio) e informazioni sulla riscossione del bonifico domiciliato.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Appare opportuno fornire di seguito un focus sul servizio di *call back*, citato in precedenza, attivo da aprile 2020. A fronte dell'applicazione delle direttive in materia di emergenza Covid-19, al fine di incrementare la disponibilità del servizio con operatore, è stato, infatti, implementato un meccanismo di "richiamata", in caso di linea occupata, attivabile dal cliente o utente mediante una semplice procedura di rilascio del consenso (e indicazione del numero telefonico da richiamare) attraverso il tastierino numerico. Il ricontatto è solitamente avvenuto nel corso delle successive 24 ore lavorative. Nel periodo aprile-dicembre 2020, è stato tentato il ricontatto di 7.621 chiamanti, il cui esito è così riassumibile: nel 72% dei casi sono stati forniti i chiarimenti e le informazioni necessari; nel 16% il chiamante non ha risposto all'operatore del *call center*; nel 7% il consumatore ha dichiarato che il motivo del contatto nel frattempo era venuto meno; infine, il restante 5% dei casi è ascrivile ai consumatori che avevano già ricontattato in autonomia lo Sportello, con successo.

Nella successiva tavola 9.5, sono riportati gli argomenti delle chiamate gestite mediante *call back* (72% di 7.621 chiamate), sulla base della classificazione di cui alla precedente tavola 9.4.

TAV. 9.5 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello mediante* call back *(2020)*

Bonus	13,0%
Modalità di risoluzione delle controversie	4,0%
Informazioni sulla regolazione	45,0%
Pratiche presso lo Sportello	4,0%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	0,3%
Emergenza Covid-19	34,0%
TOTALE	100,0%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Pur considerando il fisiologico periodo di assestamento operativo del servizio dettato dall'emergenza sanitaria, anche nel 2020 il *call center* dello Sportello ha confermato il rispetto degli standard di qualità previsti dal TIQV (Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com) per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas. In particolare, con riferimento alle chiamate pervenute in orario di servizio, l'accessibilità e il livello di servizio (Tav. 9.6) si sono attestati, rispettivamente, al 97% e al 92%.

TAV. 9.6 *Livelli di servizio per il* call center *dello Sportello (2020)*

	2020
Accessibilità al servizio (AS) - %	97%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	174
Livello di servizio (LS) - %	92%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Infine, si confermano anche nel 2020 i risultati positivi della rilevazione di *customer satisfaction* per il *call center* dello Sportello (Tav. 9.7). Con riferimento alle chiamate per le quali è stata espressa la valutazione, pari al 50% del totale delle chiamate conversate con operatore, si registra, infatti, un incremento di quasi 1 p.p. dei clienti o utenti che hanno valutato il servizio come buono (86% contro 85,1% del 2019).

TAV. 9.7 *Risultati della rilevazione di* customer satisfaction *per il* call center *dello Sportello (2020)*

	2020
Buono	86%
Sufficiente	10%
Negativo	4%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	50%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	80%

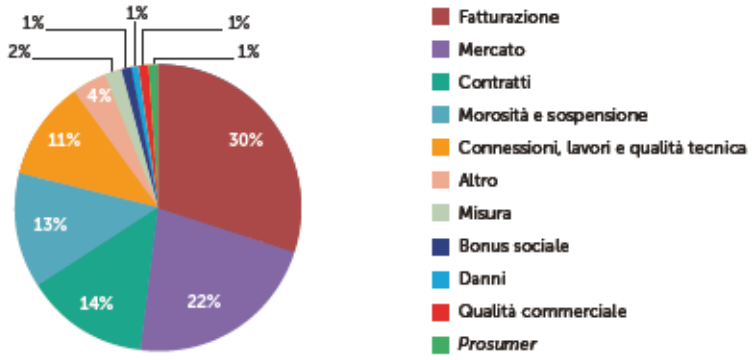
Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

Nel 2020, sono pervenute allo Sportello 14.822 richieste scritte di informazioni "semplici" (in aumento del 30,5% rispetto al dato del 2019); di queste, 13.486 erano relative ai settori energetici e 1.336 al settore idrico. Oltre alle informazioni sulla regolazione applicabile, in 371 casi (346 per i settori energetici e 25 per l'idrico) si è reso necessario fornire anche informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (richieste "complesse"), in ragione della problematica lamentata dal cliente o utente finale. 2.013 clienti finali e 451 utenti idrici, infine, sono stati direttamente reindirizzati alla conciliazione, perché, sulla base della documentazione trasmessa allo Sportello e di quanto segnalato dal cliente o utente, la controversia non risultava risolta con il reclamo di primo livello e non vi erano ulteriori informazioni da fornire al cliente o all'utente. In totale, sono stati 2.835 i clienti o utenti (+34% rispetto al 2019) che sono stati informati, direttamente o indirettamente, circa la necessità di utilizzare la conciliazione quale strumento di secondo livello del sistema di tutele per la problematica rappresentata allo Sportello. Da segnalare, infine, 32 richieste di informazioni per i settori energetici relative ai provvedimenti dell'Autorità in tema di eventi sismici: tali richieste, in un caso su due, hanno riguardato il mancato riconoscimento delle agevolazioni tariffarie e hanno comportato l'invio, da parte dello Sportello, di specifiche richieste di chiarimento agli operatori interessati, per una completa ricognizione della fattispecie, sotto il profilo, in particolare, della verifica dei requisiti per ottenere le agevolazioni predette.

La gran parte delle richieste di informazioni scritte ("semplici" e "complesse") dei settori energetici (13.454 al netto di quelle in tema di sisma) ha sostanzialmente interessato cinque argomenti: fatturazione (30%), mercato (22%), contratti (14%), morosità e sospensione (13%) e connessioni, lavori e qualità tecnica (11%), come riportato nella figura 9.2. Considerando il primo argomento per quota percentuale, ossia la fatturazione, i principali sub-argomenti sono stati consumi stimati errati (36%), ricalcoli e pagamenti (25%) e rimborsi (12%).

FIG. 9.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nei settori energetici (2020)*

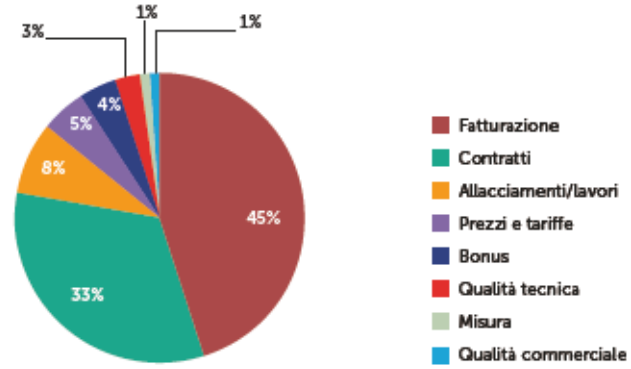


Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Le 2.013 richieste reindirizzate direttamente alla conciliazione per l'energia hanno avuto a oggetto, per il 50% dei casi, la fatturazione; di quest'ultima percentuale, un caso su due ha riguardato il sub-argomento dei consumi stimati errati.

Nel settore idrico, le 1.336 richieste di informazioni ("semplici" e "complesse") pervenute nel 2020 allo Sportello (Fig. 9.3) hanno interessato principalmente la fatturazione (45%), con prevalenza del sub-argomento dei conguagli in quasi un caso su due, e i contratti (33%), fra i quali si registra una quota pari al 70% per il sub-argomento delle morosità.

FIG. 9.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nel settore idrico (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

La fatturazione è il principale argomento delle 451 richieste degli utenti finali del settore idrico reindirizzate direttamente alla conciliazione, riguardando poco meno del 59% delle chiamate; all'interno di questa vasta macro-area si rileva una netta prevalenza del sub-argomento dei conguagli, che ha interessato quasi 9 casi su 10. Si tratta degli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni, per i quali, da luglio 2019, è disponibile la sola conci-

liazione come strumento di secondo livello per la soluzione della controversia (a eccezione delle problematiche relative al bonus, che sono sottoposte allo Sportello esclusivamente mediante reclamo di seconda istanza; si veda al riguardo il successivo sottoparagrafo "Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali").

Le richieste scritte di informazione per i settori energetici, sia "semplici" sia "complesse" (13.454), sono state presentate principalmente da clienti finali in via diretta (80%) e hanno interessato nel 78% dei casi il comparto domestico. Il canale maggiormente utilizzato è stato l'e-mail (o la PEC), sia fra i clienti (73%) sia fra i delegati (82%). Il portale dello Sportello, invece, è stato utilizzato complessivamente nel 21% dei casi. Per il settore idrico, invece, il divario fra utenti diretti e delegati è meno ampio (62% contro il 38% di richieste di informazioni presentate allo Sportello, su un totale di 1.336 pervenute). Il comparto domestico è preponderante (86%), così come l'utilizzo di e-mail (o PEC) per attivare il servizio, sia fra gli utenti (78,5%) sia fra i delegati (94%). Solo il 9% delle richieste complessive è stato presentato tramite portale internet.

Per delineare un quadro complessivo delle attività afferenti al livello base del sistema di tutele nel 2020, è opportuno segnalare, infine, la gestione, da parte dello Sportello, di 89 richieste trasmesse dagli utenti del settore dei rifiuti, alle quali è stato fornito un riscontro, anche in collaborazione con gli uffici dell'Autorità, di norma incentrato sulla *governance* del settore medesimo e sulla relativa ripartizione delle competenze, nonché sull'eventuale regolazione nelle more definita dall'Autorità per il settore. Per ulteriori dettagli sulle attività svolte in tale settore, con particolare riferimento a reclami, istanze e segnalazioni degli utenti, si rinvia al successivo sottoparagrafo "Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali".

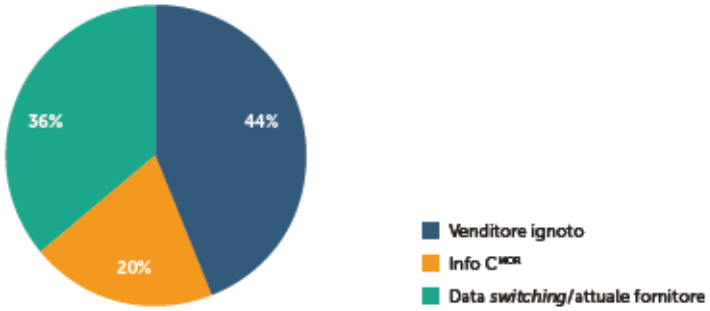
Procedure speciali informative

Nel 2020, le richieste di attivazione di procedure speciali informative ammontano a 32.271, in aumento del 12% rispetto al 2019. Mediante tali procedure, lo Sportello fornisce ai clienti finali dei settori energetici informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario), anche in virtù di una regolamentazione delle fattispecie oggetto di tali procedure "ad applicazione automatica".

La ripartizione settoriale delle richieste è sostanzialmente in linea con quella del 2019: il 69% ha riguardato il settore elettrico (-1,5 p.p.), il 21% quello del gas (invariato) e il 10% entrambi i settori (+1,5 p.p.). In valori assoluti e anche percentuali, la procedura che ha fatto registrare l'incremento maggiore, da un anno all'altro, è stata quella volta a conoscere il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} (+3.104 richieste rispetto al 2019, con un aumento del 96%).

Nella figura 9.4 è riportata la suddivisione, per tipologia, delle procedure speciali informative gestite dallo Sportello nel 2020: il 44% è rappresentato dalle procedure inerenti all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (47% nel 2019); il 36% ha, invece, riguardato le richieste volte a conoscere la controparte commerciale e la data di *switching* (42% nel 2019); il 20%, infine, ha avuto a oggetto la sopra citata procedura in tema di C^{MOR} (11% nel 2019).

FIG. 9.4 *Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I tempi medi – rilevati su base annuale – per la gestione delle procedure in argomento da parte dello Sportello, per ciascuna tipologia, hanno fatto registrare un miglioramento, rispetto al 2019, di 2 giorni lavorativi per la procedura relativa all'identificazione del venditore ignoto e di un giorno lavorativo per quella in tema C^{MOR}. Si conferma, invece, il tempo medio di risposta per la procedura "data *switching*/attuale fornitore" (Tav. 9.8). Si ricorda, al riguardo, che le procedure speciali informative non richiedono una interazione con gli operatori.

TAV. 9.8 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2020)*

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C^{MOR}	10	5
Data *switching*/attuale fornitore	5	3

(*) 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.

Le procedure speciali informative sono state presentate prevalentemente dai clienti in via diretta (76%) e il 77% del totale ha interessato il comparto domestico. Nel 53% dei casi i clienti hanno attivato tali procedure mediante l'e-mail (o la PEC), mentre i delegati hanno utilizzato il portale dello Sportello in due terzi dei casi a essi riconducibili.

Altre attività

Nel 2020, le segnalazioni sono risultate 23; di queste, 14 erano relative al settore dell'energia elettrica, 4 a quello del gas, 1 a entrambi i settori energetici e 4 al settore idrico. Lo strumento della segnalazione è utilizzabile dai clienti o utenti finali nel caso in cui ravvisino un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione; ricevere una segnalazione non comporta da parte dello Sportello la gestione del caso singolo, bensì la trasmissione della comunicazione all'Autorità per gli eventuali seguiti di competenza, anche a valle di specifici approfondimenti con gli operatori o i gestori coinvolti per meglio dettagliare la fattispecie segnalata.

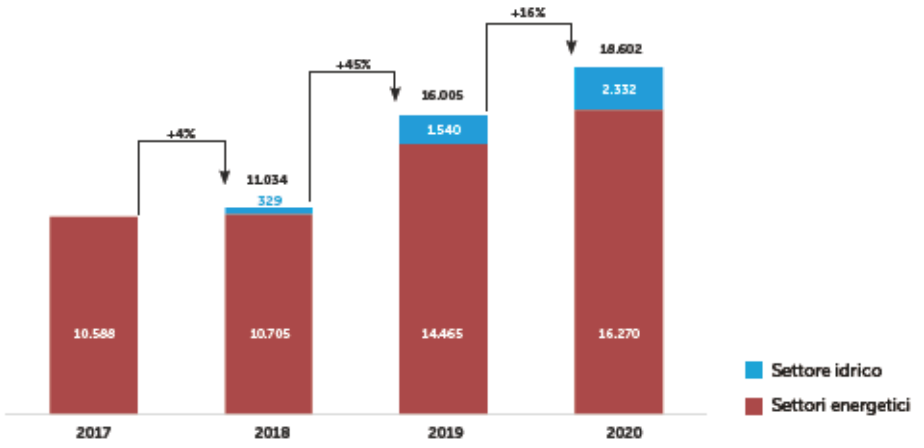
Infine, si conferma, anche nel 2020, un ridotto utilizzo dell'*help desk*, strumento di consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, riservato alle associazioni dei consumatori o delle piccole e medie imprese: sono state solo 12 le richieste inviate allo Sportello tramite questo canale, tutte relative ai settori energetici.

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Come accennato a inizio capitolo, nel 2020 l'attività del Servizio conciliazione è proseguita regolarmente anche durante il *lockdown*, non solo grazie alla natura online dello strumento, ma anche in virtù di una gestione degli adempimenti funzionali alla partecipazione delle parti – e, più in generale, delle procedure – improntata alla massima flessibilità, attraverso il ricorso agli ordinari meccanismi del rinvio e dell'aggiornamento degli incontri. Nonostante i rinvii, è stato comunque sempre garantito il rispetto del termine massimo di conclusione delle procedure, allungato per l'occasione dall'Autorità, con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, da 120 a 180 giorni solari per tutta la durata dello stato emergenziale.

Nel 2020 sono pervenute 18.602 domande, con una media di 73,6 domande per giorno lavorativo. Rispetto al 2019, si registra, dunque, un incremento di domande pari al 16%, a ulteriore conferma di un *trend* in costante aumento (Fig. 9.5), su base annua, fin dal 2017, anno in cui è entrata in vigore la riforma del sistema di tutele, con particolare riferimento alla centralità, nel secondo livello, della conciliazione, che è obbligatoria per i settori energetici ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria (condizione di procedibilità). Nel settore idrico, il Servizio conciliazione è attivo, su base volontaria per l'utente finale, dal mese di luglio 2018.

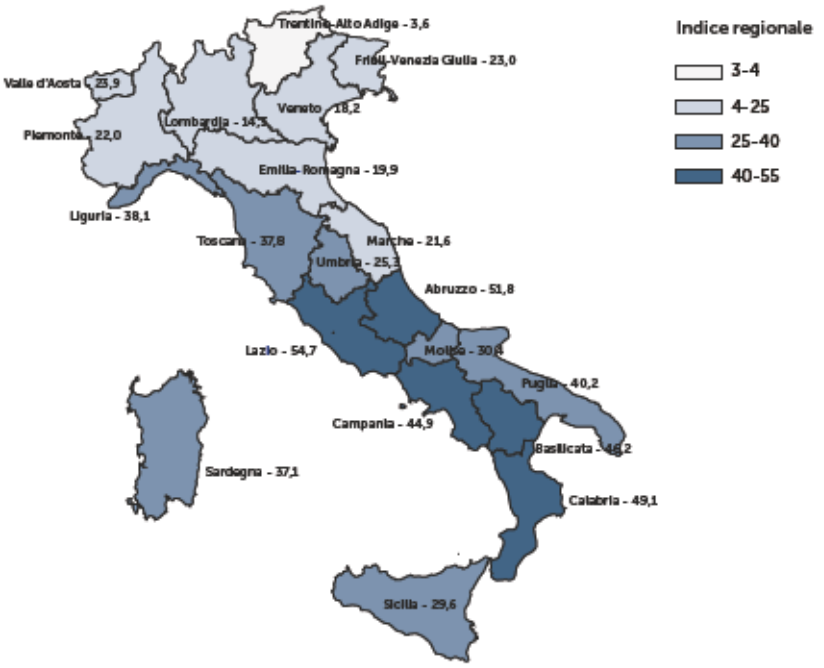
FIG. 9.5 Trend *delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Per ottenere una ripartizione territoriale delle domande è stato elaborato, in continuità con gli anni precedenti, un indice regionale dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e la popolazione residente per Regione (la Sardegna non è metanizzata). Nel 2020, si conferma una maggiore concentrazione delle domande nelle Regioni Lazio e Abruzzo, seguite da Calabria, Campania e Basilicata (tutte > 45) (Fig. 9.6).

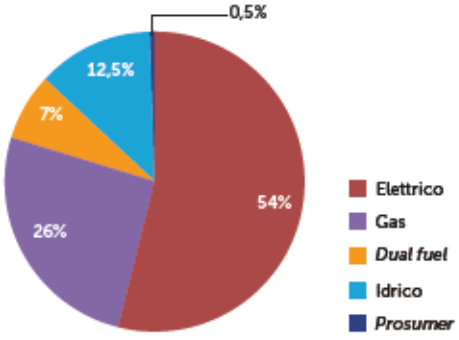
FIG. 9.6 *Indice regionale di domande ricevute dal Servizio conciliazione (2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Riguardo ai settori (Fig. 9.7), nel 2020 il maggior numero di domande ha interessato l'energia elettrica (10.054 domande), con una quota pari al 54% del totale (+3 p.p. rispetto al 2019). A seguire, il settore del gas, con il 26% (4.794 domande), in ribasso di 6 p.p. sull'anno precedente. Il settore idrico fa registrare un incremento di oltre 2 p.p. da un anno all'altro, attestandosi al 12,5% (2.332 domande). Le domande presentate da clienti *dual fuel* e dai *prosumer*, infine, coprono una quota pari, rispettivamente, al 7% (1.330 domande) e allo 0,5% (92 domande). Anche nel 2020, il settore che ha fatto registrare il maggiore incremento di domande da un anno all'altro, in valore assoluto, è quello elettrico, con quasi 1.900 richieste in più rispetto al 2019.

FIG. 9.7 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

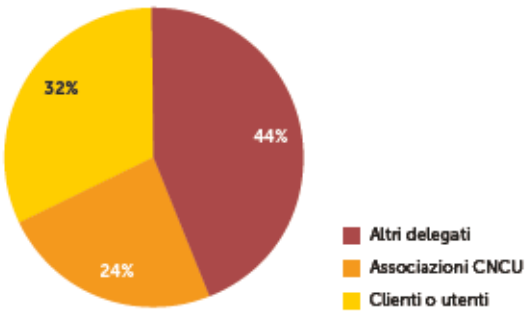
CAPITOLO 9

Nel 2020, sono stati i delegati diversi dalle associazioni dei consumatori ("altri delegati") a presentare il maggior numero di domande al Servizio conciliazione: rispetto al 2019, il peso dei delegati è, infatti, aumentato di 3 p.p. attestandosi al 44%, a scapito delle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), che totalizzano il 24% del totale delle predette domande (27% nel 2019). Invariata la quota percentuale dei clienti o utenti finali che hanno attivato il Servizio senza l'ausilio di un delegato (32%). Solo 4, infine, le domande presentate dalle associazioni rappresentative delle piccole e medie imprese.

Andando nel dettaglio delle sopra citate tipologie di attivanti, fra gli "altri delegati" aumenta di ulteriori 2 p.p. rispetto al 2019 il peso degli avvocati, ai quali è riconducibile il 69% delle domande presentate da tale categoria; in lieve diminuzione rispetto al 2019 (-2 p.p.), invece, l'incidenza percentuale dei delegati non appartenenti a figure professionali (per esempio, parenti o conoscenti dei clienti o utenti finali titolari della fornitura oggetto della controversia): a costoro è riconducibile una quota pari al 21% delle domande. Gli "altri delegati" hanno rappresentato prevalentemente la clientela domestica (68%) e hanno avviato procedure afferenti nel 60% dei casi al settore elettrico.

I clienti e utenti che hanno attivato direttamente il Servizio conciliazione, senza l'ausilio di un delegato, nel 73% dei casi appartengono al comparto domestico. Il 21% delle domande è, invece, ascrivibile a rappresentanti interni a piccole e medie imprese, mentre circa 200 domande sono state presentate da amministratori di condominio.

FIG. 9.8 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2020)*

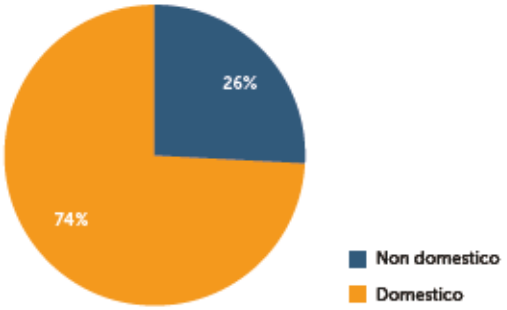


Fonte: Servizio conciliazione.

Nel 2020, sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti nelle domande, la fascia di età più interessata al Servizio è quella 43-47 anni per i delegati (incluse associazioni), mentre per i clienti o utenti che agiscono in via diretta la distribuzione è più frammentata.

La suddivisione delle domande per tipologia di utenza si conferma nel 2020 analoga all'anno precedente (Fig. 9.9): il 74% ha riguardato il comparto domestico, a fronte del 26% di domande relative a clienti o utenti non domestici. Anche nel 2020, osservando il singolo settore, l'incidenza percentuale di ciascuna tipologia di utenza varia: nell'elettrico, per esempio, al comparto domestico è riconducibile il 62% delle domande (+2 p.p. rispetto al medesimo dato del 2019), mentre nel gas e nell'idrico tale percentuale si attesta, rispettivamente, al 91% e all'82%, in perfetta continuità rispetto all'anno precedente.

FIG. 9.9 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

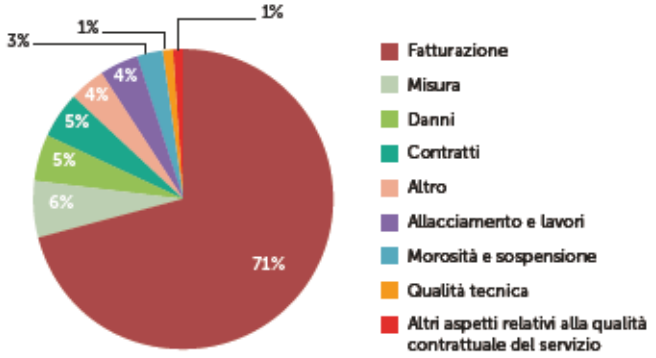
Nelle figure 9.10 e 9.11 è riportato il dato per il 2020 relativo agli argomenti delle domande di conciliazione presentate dinanzi al Servizio conciliazione, suddiviso per settori. Riguardo ai settori energetici (energia elettrica, gas, clienti *dual fuel*, *prosumer*) – dunque su un totale di 16.270 domande – si confermano, per il terzo anno consecutivo, come primi tre argomenti, la fatturazione con il 55,5% del totale (+2,5 p.p. rispetto al 2019), i contratti al 12% e i danni al 10% (questi ultimi due dati risultano invariati rispetto all'anno precedente). Considerando ciascun settore autonomamente, la fatturazione ha interessato il 64% delle 4.794 domande pervenute per il settore del gas, mentre per il settore elettrico il 15% delle 10.054 domande presentate ha riguardato l'argomento dei danni e il 52% la fatturazione; per i clienti *dual fuel* (1.330 domande) la percentuale relativa ai contratti raggiunge il 24%, mentre per i *prosumer* l'argomento peculiare dello scambio sul posto ha riguardato il maggior numero di domande (36% di 92 domande).

Nel settore idrico, invece, si confermano i primi due argomenti del 2019 anche sul totale di domande presentate nel 2020 (2.332), ma con una forbice ancora più ampia fra il primo e il secondo: la fatturazione, infatti, ha interessato il 71% delle domande (+6 p.p. rispetto al 2019), mentre la misura si attesta al 6% (-2 p.p.); al terzo posto i danni e i contratti (*ex aequo* al 5%).

FIG. 9.10 *Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2020)*

Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 9.11 *Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2020)*

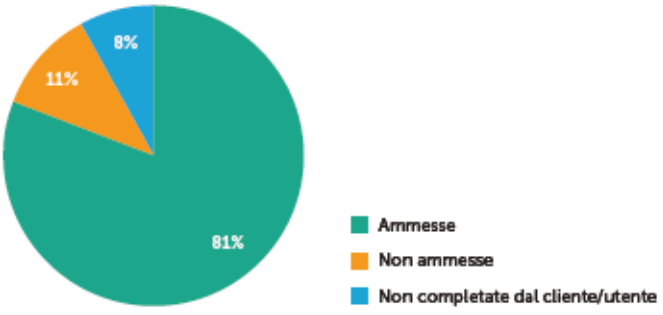


Fonte: Servizio conciliazione.

Considerando le oltre 10.280 procedure concluse con accordo alla data di elaborazione di questo paragrafo, l'attivante ha anche dichiarato il valore della controversia nel 53% dei casi; di questi, il 54% si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'87% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.).

Come illustrato nella figura 9.12, il tasso di ammissibilità delle domande presentate nel 2020 al Servizio conciliazione fa registrare un miglioramento, rispetto al 2019, di 2 p.p., attestandosi all'81%. Le domande inammissibili (3.564) sono state classificate come tali per due ordini di ragioni: per mancato completamento della procedura da parte dell'attivante (41%) e per altre cause di inammissibilità (59%); a quest'ultima categoria (2.094) appartengono, in particolare, domande presentate mediante l'utilizzo di un modulo errato da parte dell'attivante (22%), controversie al di fuori dell'ambito di applicazione della procedura (19%) e richieste inviate non rispettando i termini di presentazione (17%). Il dato sulle domande ammesse/non ammesse può essere analizzato in relazione alla specifica categoria di attivante di cui alla precedente figura 9.8; anche sulla base di questa elaborazione si denota un diffuso miglioramento delle relative *performance*: il tasso di ammissibilità più alto è ascrivibile alle associazioni dei consumatori del CNCU, che fanno registrare il 90% di domande ammesse su quelle presentate (+2 p.p. rispetto al 2019), seguite dagli "altri delegati" con l'81% (+3 p.p.) e dai clienti o utenti in via diretta (74%, +1 p.p.). Fra gli altri delegati, gli avvocati fanno registrare l'81% di domande ammesse (+1 p.p.), mentre i delegati non professionali si attestano al 76% (+3 p.p.).

FIG. 9.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Sotto il profilo dell'effettività del tentativo di conciliazione dinanzi al Servizio, è oggi vigente – ai sensi del Testo integrato conciliazione (TICO, allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com) in combinato con l'allegato A alla delibera 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr – un obbligo partecipativo alle procedure in capo agli operatori dei settori energetici e ai gestori idrici di maggiori dimensioni (con almeno 300.000 abitanti residenti serviti in uno o più ATO di competenza). Il corretto adempimento del predetto obbligo è oggetto di specifico e costante monitoraggio da parte dei competenti Uffici dell'Autorità, ai fini della realizzazione di graduali attività di *enforcement*. In particolare, nel 2020 gli operatori dei settori energetici hanno fatto registrare la violazione dell'obbligo partecipativo nello 0,2% delle procedure avviate nell'anno (per operatori di piccole dimensioni). I gestori del settore idrico obbligati, invece, hanno regolarmente preso parte agli incontri. Per completezza di informazione, nel settore idrico, i gestori non hanno aderito alle procedure nel 7% dei casi, tutti riconducibili ai gestori di minori dimensioni, per i quali non vige l'obbligo partecipativo. Nel 2020, in continuità con quanto fatto in passato, è stata vagliata la posizione di una decina di operatori "obbligati" con riferimento al periodo 13 settembre 2019-19 maggio 2020; nei confronti di due di essi è stata adottata la delibera di intimazione 21 luglio 2020, 274/2020/E/com per l'adempimento del predetto obbligo partecipativo (previa abilitazione sulla piattaforma). Il perdurante inadempimento può costituire il presupposto per l'eventuale avvio, da parte dell'Autorità, di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi: a tale riguardo si segnala, nel 2020, l'avvio di tre procedimenti con le determine del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni 28 settembre 2020, 15/2020/com, 16/2020/com e 17/2020/com; inoltre, con la delibera 4 febbraio 2020, 25/2020/S/com, è stata irrogata una sanzione amministrativa ed è stato adottato un provvedimento prescrittivo per violazione dell'obbligo partecipativo in argomento nei confronti di un operatore destinatario di una precedente intimazione.

Rispetto al 2019, aumentano di 5 p.p. i casi di convocazione del distributore in conciliazione in qualità di ausilio tecnico da parte del venditore di energia: nel 2020, la percentuale in argomento si attesta, infatti, al 59%.

Riguardo agli esiti delle procedure avviate nel 2020 e concluse (Fig. 9.13), alla data di elaborazione del presente paragrafo e al netto delle domande rinunciate (pari all'1,5% delle domande ammesse) e di quelle pendenti (160), si registra un tasso di accordo pari al 71%, in aumento di 2 p.p. rispetto al 2019 (dal 2018 al 2020 il tasso di accordo è cresciuto complessivamente di 5 p.p.). Il tempo medio di conclusione delle procedure è pari a 62 giorni (55 nel 2019): limitatamente alle procedure concluse con accordo, tale tempistica è pari a 65 giorni (56 nel 2019) e per i casi di esito negativo è, invece, di 57 giorni (52 nel 2019). Il 72% delle procedure si è concluso entro un massimo di due incontri.

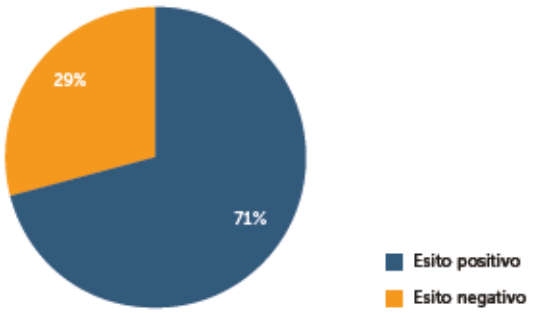
Il dato relativo alle procedure pendenti e l'aumento – seppur lieve – dei tempi medi per la chiusura delle procedure vanno letti alla luce del sopra citato allungamento del termine di conclusione delle procedure medesime, da 120 a 180 giorni solari, deciso dall'Autorità a decorrere dal 13 marzo 2020 e valevole per tutta la durata dello stato di emergenza nazionale. Inoltre, giova precisare che, in considerazione di quanto disposto dall'art. 83, comma 20, del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18 (come convertito dalla legge 24 aprile 2020, n. 27) e dall'art. 36, comma 1 del decreto legge 8 aprile 2020, n. 23 (come convertito dalla legge 5 aprile 2020, n. 40), con riferimento alle domande di conciliazione da regolarizzare nel periodo 9 marzo-11 maggio 2020, in caso di impossibilità, dichiarata dall'attivante, di procedere con tale regolarizzazione in ragione della situazione emergenziale (per esempio per il conferimento della delega, per la stampa e la scansione di documenti ecc.), i termini sono stati sospesi e hanno ricominciato a decorrere dal 12 maggio 2020; con riferimento alle domande ammesse e alle procedure in corso nel periodo 9 marzo-11 maggio 2020, in caso di impossibilità, tempestivamente dichiarata dalle parti, di presenziare agli incontri conciliativi online in ragione della situazione emergenziale, le relative

richieste di differimento di data sono state gestite con gli ordinari strumenti del rinvio o dell'aggiornamento degli incontri medesimi.

Il tasso di accordo nelle procedure di conciliazione varia a seconda del settore: nell'idrico, nel gas e per i clienti *dual fuel*, conteggiando le sole procedure concluse per ciascun settore, esso è superiore al valore medio complessivo, attestandosi, rispettivamente, all'81%, al 74% e al 76%. Nell'elettrico e per i *prosumer*, invece, gli accordi ammontano, rispettivamente, al 67% e al 68% delle procedure concluse.

Anche nel 2020, infine, le associazioni CNCU fanno registrare la *performance* migliore riguardo agli accordi raggiunti su procedure concluse, con l'84%, +2 p.p. rispetto al 2019. I clienti e utenti che agiscono senza rappresentanti confermano un tasso di accordo del 71%, mentre per gli "altri delegati" la percentuale è del 63% (+4 p.p. sull'anno precedente). Fra questi ultimi, gli avvocati fanno registrare il 56% di accordi (52% nel 2019), mentre i delegati non professionali si attestano al 77% (74% nel 2019).

FIG. 9.13 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2020)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Ammonta a circa 12,9 milioni di euro la *compensation*, ossia la somma algebrica 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 dai clienti o utenti finali mediante i predetti accordi.

Infine, dagli oltre 4.600 questionari compilati al termine della procedura è risultato che il 98% degli attivanti si è dichiarato complessivamente soddisfatto del Servizio conciliazione (Fig. 9.14), in continuità con quanto emerso nel 2019. Più in particolare, il 51% è molto soddisfatto, il 35% soddisfatto e il 12% abbastanza soddisfatto.

FIG. 9.14 *Risultati della* customer satisfaction *per il Servizio conciliazione (2020)*

	Molto soddisfatto (1)	Soddisfatto (2)	Abbastanza soddisfatto (3)	Poco soddisfatto (4)	Per nulla soddisfatto (5)
Totale	51%	35%	12%	1%	1%
Sintesi giudizio	98%			2%	

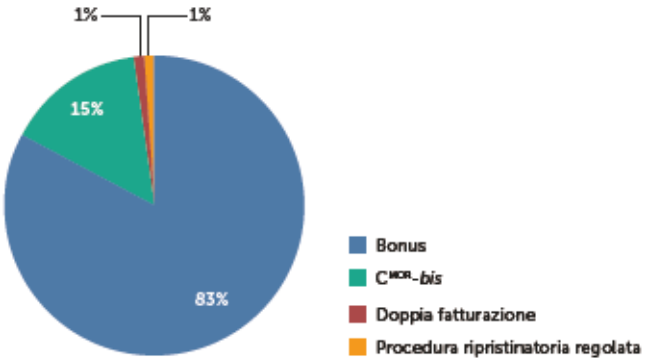
Fonte: Servizio conciliazione.

Procedure speciali risolutive

Le procedure speciali risolutive condividono con quelle informative, illustrate in precedenza, la caratteristica di essere circoscritte, per i settori energetici, a fattispecie predeterminate per le quali sono disponibili informazioni codificate in banche dati centralizzate accessibili dallo Sportello. Si distinguono, invece, per la finalità – la risoluzione di una controversia, appunto – nonché per la possibile interlocuzione dello Sportello medesimo con gli operatori, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione.

Le richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, nel 2020, ammontano a 9.265, in lieve aumento rispetto al 2019 (+1% circa). Si conferma (Fig. 9.15) la prevalenza della procedura speciale in tema di bonus con l'83% delle richieste, in ribasso di 6 p.p. rispetto al 2019; seguono le richieste sui casi C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attestano al 15%, in aumento di 7 p.p. sull'anno precedente. Le procedure in tema di doppia fatturazione e quella ripristinatoria volontaria regolata dal TIRV (Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria, allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com) fanno registrare l'1% ciascuna. Solo 7 volte, infine, è stata attivata la procedura speciale risolutiva per mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione. A differenza del 2019, nel 2020 il settore maggiormente interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con il 47% delle richieste (+9 p.p. rispetto al 2019), seguito dal gas con il 39,5% (-15,5 p.p.); la restante quota del 13,5% riguarda le richieste per entrambi i settori congiuntamente. Il gas, come nel 2019, è invece il settore che prevale con riguardo alle sole richieste in tema di bonus (43%), ma la forbice rispetto all'elettrico si assottiglia notevolmente (114 richieste in più nel 2020 rispetto alle 2.490 nel 2019).

FIG. 9.15 *Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Sul totale delle richieste inviate dallo Sportello agli operatori nel 2020 nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive, circa il 5% non ha avuto risposta, pur a fronte dell'obbligo di riscontro posto in capo agli operatori e sancito dall'allegato A alla delibera 383/2016/E/com. Il rispetto dell'obbligo di risposta è oggetto di monitoraggio ai fini delle opportune azioni di *enforcement*. Al riguardo, nel 2020 sono stati adottati specifici provvedimenti di intimazione nei confronti, complessivamente, di circa 60 operatori, per l'inadempimento del predetto obbligo di risposta alle richieste inviate dallo Sportello nel periodo 1° gennaio 2017-16 gennaio 2020

(delibere 28 gennaio 2020, 12/2020/E/com, e 6 ottobre 2020, 366/2020/E/com, quest'ultima congiuntamente con il settore idrico). A seguito di tali intimazioni, gli operatori hanno adempiuto all'obbligo di risposta, dunque non si sono rese necessarie ulteriori azioni di *enforcement*. Infine, sul totale di risposte pervenute nel 2020, in circa l'8% dei casi esse sono state classificate come tardive, in quanto pervenute allo Sportello oltre il termine massimo previsto dalla regolazione, mentre, per una quota pari al 9%, le risposte – tutte in tema di C^{MOR} – sono risultate non conformi alla regolazione dell'Autorità. A tale ultimo riguardo, con il supporto dello Sportello, è stata avviata una specifica attività di approfondimento con gli operatori interessati, volta a chiarire la corretta attuazione della pertinente regolazione dell'Autorità in materia, con particolare riferimento alle modalità di fatturazione del corrispettivo in argomento.

I tempi di risposta e di gestione delle procedure in questione sono riportati nella successiva tavola 9.9; si registra un lieve peggioramento della tempistica complessiva rispetto al 2019 (+3 giorni lavorativi per le risposte in tema di bonus e di C^{MOR}), dovuto principalmente a una maggiore flessibilità operativa derivante dall'emergenza sanitaria.

TAV. 9.9 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2020)*

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	5	20	16	21
C^{MOR}	10	5	10	9	14
Procedura ripristinatoria volontaria	10	6	-	-	6
Doppia fatturazione	10	5	10	9	14
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	5	11

(*) 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 alla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il 91% delle procedure speciali risolutive ha interessato il comparto domestico. L'84% delle richieste è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di un delegato; il canale di accesso più utilizzato è stato l'e-mail (o la PEC), con percentuali leggermente differenti per i clienti (74,5% sul totale di richieste presentate direttamente da questi ultimi) e per i delegati (67,5%). Il portale dello Sportello è stato utilizzato complessivamente nel 14% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2020, l'Autorità, con la delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com, ha apportato alcune modifiche all'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, recante la Disciplina del procedimento per l'iscrizione nell'Elenco degli organismi ADR – deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR ai sensi

del titolo II-*bis* della parte V del Codice del consumo – e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo. Più in particolare, con le citate modifiche, l'Autorità ha inteso assicurare maggiore efficientamento e snellimento del procedimento di iscrizione degli organismi nel proprio Elenco ADR (o di rigetto della domanda o di integrazione e di eventuale cancellazione dell'organismo dall'Elenco stesso), disponendo che il provvedimento conclusivo del sopra citato procedimento sia adottato non più dal Collegio dell'Autorità con delibera, ma direttamente dal Direttore della Direzione responsabile del procedimento, ovvero il Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti (DACU). Inoltre, con il suddetto provvedimento, sono stati, altresì, effettuati interventi di tipo manutentivo, a carattere meramente formale, con particolare riferimento ai settori di competenza dell'Autorità contemplati nella Disciplina (prevedendo esplicitamente anche il telecalore e i rifiuti) e agli obblighi di comunicazione periodica di informazioni da parte degli organismi iscritti in Elenco ai fini del relativo monitoraggio, adeguando in tal senso le previgenti disposizioni con la prassi operativa ormai consolidata.

Il provvedimento di modifica della Disciplina, al fine di darne maggiore diffusione, è stato portato a conoscenza di ogni organismo già iscritto, e, contestualmente alla sua pubblicazione sul sito dell'Autorità, sono state aggiornate e integrate le FAQ relative alle modalità di iscrizione degli organismi nell'Elenco ADR.

Alla data del 31 dicembre 2020, risultavano iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, 25 organismi ADR (Tav. 9.10), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 18 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 questi ultimi, 17 sono organismi di mediazione, e, 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 18 ottobre 2010, n. 180. Tutti e 25 gli organismi ADR in questione sono competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas; 13 (di cui tre di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico; per due organismi (entrambi di conciliazione paritetica), infine, oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge quello del telecalore. Gli organismi in questione, la cui iscrizione è stata notificata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, risultano altresì iscritti alla Piattaforma ODR (*Online Dispute Resolution*) della medesima Commissione, per le controversie tra consumatori e imprese originate dai contratti stipulati online.

Con particolare riferimento al 2020, con apposite delibere dell'Autorità, e, successivamente all'introduzione delle modifiche alla Disciplina, con determine del Direttore DACU, sono stati aggiunti in Elenco sei nuovi organismi (trasversali)[1], tre dei quali hanno attestato la formazione dei propri conciliatori, oltre che per i settori energetici, anche nel settore idrico; inoltre, con riferimento ai settori di operatività di due organismi già iscritti in Elenco, sono state adottate, rispettivamente, una delibera di integrazione per il settore del telecalore e una determina di integrazione per il settore idrico[2].

1 Delibere 23 aprile 2020, 132/2020/E/com, 12 maggio 2020, 161/2020/E/com, e 3 giugno 2020, 199/2020/E/com; determine 28 luglio 2020, 4/2020 – DACU, e 15 settembre 2020, 7/2020 – DACU.

2 Delibera 3 marzo 2020, 51/2020/E/com, e determina 28 luglio 2020, 5/2020 – DACU.

TAV. 9.10 *Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2020*

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni gas e luce - Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni di consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
Negoziazione paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas; 16/3/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas; 31/5/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato Inmediar - Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici 4/3/2020 telecalore
Organismo ADR Acea - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
SPF Mediazione - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas; 24/5/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
AccademiADR - Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas; 8/8/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Tota Consulting - Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren - Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia - Associazioni di consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network - Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma - Organismo di mediazione	8/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo - Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e servizi idrici
Conciliaconsumatori - Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 servizi idrici
Facilita - Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Società Umanitaria - Fondazione P.M. Loria denominato "Morris L. Ghezzi" - Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Conciliaqui - Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
De Jure Conciliando - Organismo di mediazione	28/7/2020 energia elettrica e gas
ADR Pro Gest Italia - Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Gli organismi ADR presenti nell'Elenco dell'Autorità devono garantire il mantenimento del requisito della formazione specialistica[3] previsto ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, e trasmettere l'elenco dei conciliatori attivi – competenti nei settori oggetto di iscrizione dell'organismo nell'Elenco – in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento, come previsto dall'art. 3, comma 3.2, della Disciplina. Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione dell'elenco dei conciliatori in argomento agli Uffici della Direzione dell'Autorità responsabile, con cadenza semestrale, a data fissa, ovvero entro il 31 luglio ed entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento al semestre precedente. In ragione dello stato di emergenza epidemiologica nazionale, però, si è ritenuto opportuno provvedere alla sospensione dei termini per la rendicontazione semestrale, a partire dal mese di luglio 2020 (rendicontazione del primo semestre 2020), fino alla data del 31 luglio 2021. È stato eccezionalmente stabilito, in tal modo, che gli eventuali conciliatori in possesso di una formazione scaduta nel corso del citato periodo – e tenuti, dunque, all'aggiornamento formativo – debbano conseguire tale aggiornamento entro il primo semestre 2021; tuttavia, nelle more dell'adempimento dell'obbligo è stato a essi consentito di gestire le eventuali procedure ADR assegnate dall'organismo di riferimento.

Per quanto riguarda, poi, il monitoraggio sull'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, anche con riferimento al 2020, i medesimi organismi hanno trasmesso dati e informazioni utilizzando l'apposito *format* predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità. Il *format*, diffuso per la prima volta per la raccolta dati 2018, riunisce al suo interno, in un'ottica di efficienza, efficacia ed economicità, i contenuti previsti 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. Tali Relazioni annuali devono essere trasmesse alle autorità competenti e pubblicate nei siti web degli organismi medesimi (la Relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell'organismo – conciliazione.arera.it – e in quello dell'Autorità).

Alla data di redazione del presente paragrafo, hanno trasmesso le Relazioni annuali per il 2020 i 25 organismi iscritti in Elenco al 31 dicembre 2020, diversi dal Servizio conciliazione: quattro organismi trasversali hanno comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione, in particolare due in ragione dell'iscrizione in Elenco avvenuta nella seconda metà del 2020, due per problematiche operative legate alla situazione sanitaria nazionale. Questi ultimi due organismi, nel 2019, avevano fatto registrare poco meno di 30 domande di conciliazione ricevute nei settori oggetto di iscrizione: di ciò occorre tenere conto ai fini di una comparazione dei dati del 2020 con quelli del 2019.

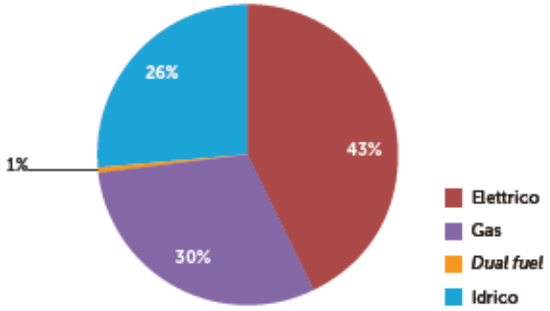
Premesso quanto sopra, le informazioni trasmesse dai predetti organismi ADR (con l'esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente sottoparagrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità") fanno emergere una notevole diminuzione complessiva delle domande di conciliazione rispetto al 2019 (350 domande in meno): in particolare, sono diminuite le domande ricevute nei settori energetici (elettrico, gas e *dual fuel*), mentre nel settore idrico il numero delle domande è sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. Nello specifico,

3 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 14 ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a 10 ore. L'organismo è iscritto in Elenco esclusivamente con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la formazione apposita 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.

su un totale di 1.469 domande (1.819 nel 2019), 1.084 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel* (a fronte delle 1.451 del 2019) e 384 hanno interessato il settore idrico (366 nel 2019), mentre una è afferente al settore del telecalore (2 nel 2019).

Nel 2020 (Fig. 9.16), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (43%), seguito dal settore del gas (30%).

FIG. 9.16 *Organismi ADR: domande ricevute per settore (2020)*



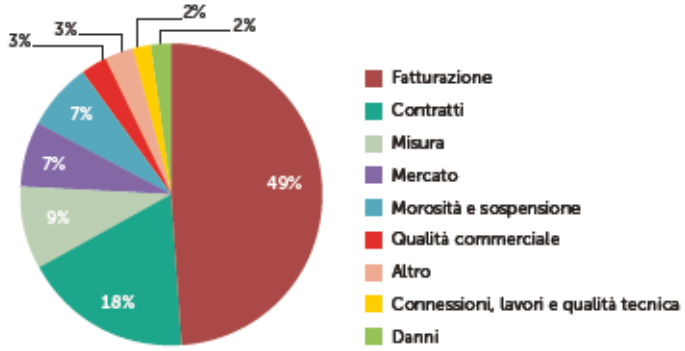
Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

L'84% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi sono ascrivibili l'81% delle domande relative ai settori energetici e il 93,5% di quelle presentate per il settore idrico.

Per quanto riguarda la tipologia di attivante, con riferimento a 17 organismi ADR che hanno indicato tale tipologia di dato, nel 54% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori. Tale valore percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, in più della metà dei casi presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (59%); per quanto riguarda le domande presentate presso gli organismi trasversali, invece, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 96% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni (per esempio, un avvocato o commercialista).

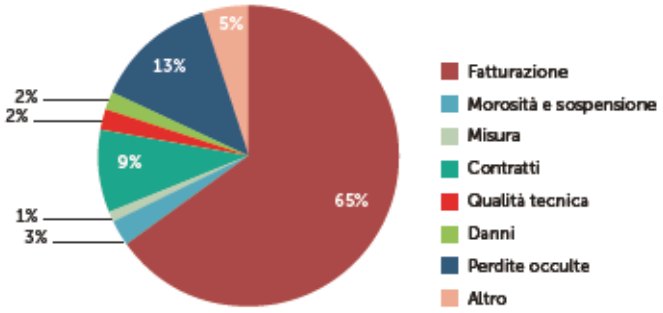
Riguardo agli argomenti delle controversie (con riferimento a 19 organismi ADR che hanno trasmesso tale informazione), sia nei settori energetici sia nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2020 è la fatturazione a rivestire il maggior interesse, attestandosi, rispettivamente, al 49% e al 65% del totale. Seguono, nei settori energetici (Fig. 9.17), le controversie in tema di contratti (18%) e sulla misura (9%) e, nel settore idrico (Fig. 9.18), quelle peculiari in tema di perdite occulte (13%) e di contratti (9%).

FIG. 9.17 *Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2020)*



Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

FIG. 9.18 *Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2020)*



Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

Pur a fronte di una diminuzione delle domande in ingresso, la percentuale delle domande ammesse resta elevata: su 1.469 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, nel 2020 il tasso di ammissibilità è risultato pari all'88% (85% nel 2019, a fronte di 1.819 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 9.11. La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme di accesso online alle procedure (piattaforma telematica ed e-mail, anche se rimane la possibilità di inviare le domande via fax).

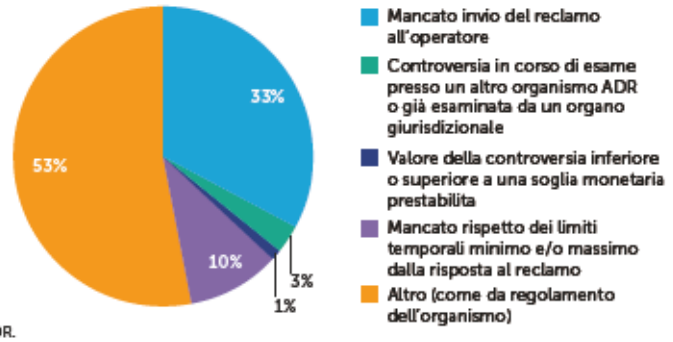
TAV. 9.11 *Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2020)*

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elettrico	637	99,5%
Gas	435	97%
Idrico	384	85%
Dual fuel	12	92%
Telecalore	1	100%
TOTALE	1.469	88%

Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle Relazioni annuali del 2020, tali organismi hanno valorizzato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 53% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: il mancato preventivo invio del reclamo all'esercente (33%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi dal reclamo e dall'eventuale risposta per la presentazione della domanda (10%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (3%), il valore della controversia inferiore o superiore a una soglia monetaria prestabilita (1%), come riportato nella figura 9.19.

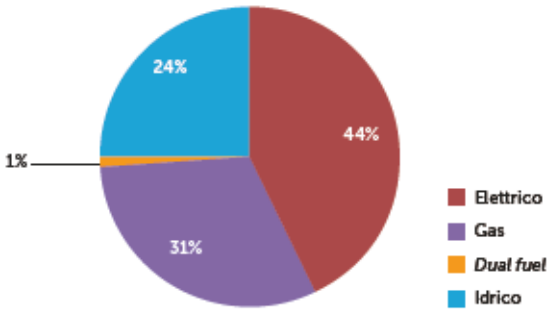
FIG. 9.19 *Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2020)*



Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2020 si sono concluse nel corso dello stesso anno nell'87% dei casi, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 9.20; con riferimento al restante 13%, esse risultavano pendenti al 31 dicembre 2020 (10%) o interrotte (3%), nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

FIG. 9.20 *Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2020)*

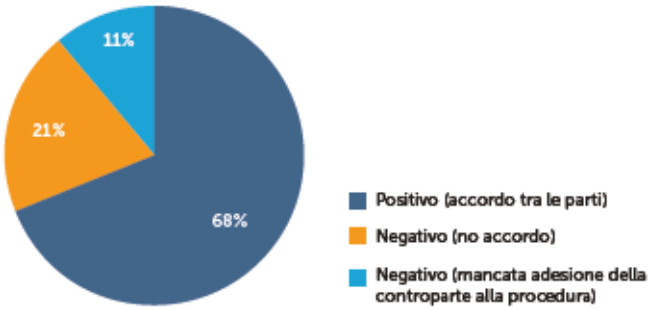


Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 9.21): nel 68% delle procedure concluse, infatti, le parti hanno raggiunto un accordo.

Tra le motivazioni di mancata 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, e ciò in ragione dell'insussistenza, dinanzi a tali organismi, di un obbligo partecipativo dell'operatore, differentemente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR (obbligo assunto volontariamente dall'operatore che ha sottoscritto il Protocollo d'intesa).

FIG. 9.21 *Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2020)*



Fonte: Relazioni annuali 2020 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* con il 91% di casi, seguito dal settore del gas con il 74% e dall'elettrico con il 61%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 74% dei casi.

Nel 2020 gli accordi raggiunti sono da ricondurre per il 96% agli organismi ADR di conciliazione paritetica e, per questi ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse è pari all'82%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2020, sulla base delle informazioni fornite dai 7 organismi ADR di conciliazione paritetica e da 14 organismi ADR trasversali, 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 55 giorni in caso di accordo (50 nel 2019), mentre in caso di mancato accordo in 62 giorni (rispetto ai 54 giorni del 2019). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dalle disposizioni dettate 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 19 aprile 2019, 142/2019/E/idr, l'Autorità ha attuato un'ulteriore fase per la graduale estensione al settore idrico del sistema di tutele oggi a regime per i settori dell'energia elettrica e del gas, intervenendo sulla disciplina transitoria di cui agli allegati A e B alla delibera 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr. In particolare, è stata prevista per gli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni (fino a 300.000 abitanti residenti serviti in uno o più ATO di competenza) la possibilità di utilizzare, a partire dal 1° luglio 2019, il Servizio conciliazione per

la composizione delle controversie che non hanno trovato soluzione con il reclamo di primo livello e, per tutti gli altri utenti, la possibilità di attivare, in alternativa alla conciliazione, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, mediante un reclamo scritto di seconda istanza; il reclamo di seconda istanza costituisce oggi l'unico strumento di tutela per la gestione delle controversie in tema di bonus sociale idrico. I gestori di maggiori dimensioni sono obbligati a partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione; tale obbligo comporta, analogamente a quanto già in essere per gli operatori dei settori energetici, anche specifici obblighi informativi: in particolare, tali 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. Nella vigenza della suddetta disciplina transitoria, il ricorso alla conciliazione per l'utente finale non è obbligatorio ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Nel 2020 i reclami di seconda istanza direttamente gestiti dallo Sportello sono stati 3.458. Di questi, 2.824 (pari all'82% del totale) hanno avuto principalmente a oggetto il tema del bonus sociale idrico, argomento che ha generato il ricorso degli utenti allo strumento del reclamo di seconda istanza anche al fine di sollecitare riscontri circa la validazione della domanda da parte del gestore (1.036 reclami, pari al 37% di quelli aventi a oggetto il bonus) o segnalare la mancata erogazione del contributo riferito agli anni 2019 e 2020 (748 reclami, pari al 26%). Oltre al bonus, i reclami hanno riguardato: la fatturazione (9%), la qualità tecnica del servizio (4%), la morosità (3%), la qualità contrattuale del servizio (1%), le tariffe (1%) e i lavori/allacciamenti (1%).

TAV. 9.12 *Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2020)*

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	2.824	82%
Richieste in corso di validazione	1.036	37%
Mancata erogazione da parte del gestore	748	26%
Fornitura non individuata dal gestore	175	6%
Tipologia fornitura e tariffa applicata	167	6%
Mancata corrispondenza dati utenze/gestori	126	4%
Domande respinte	71	3%
Altro	501	18%
FATTURAZIONE	295	9%
Prescrizione	88	30%
Conguagli	81	27%
Consumi	55	19%
Periodicità	26	9%
Perdite occulte	16	5%
Rimborsi	14	5%
Trasparenza bolletta	5	2%
Autoletture	5	2%
Rateizzazione	4	1%
Sisma	1	0%

(segue)

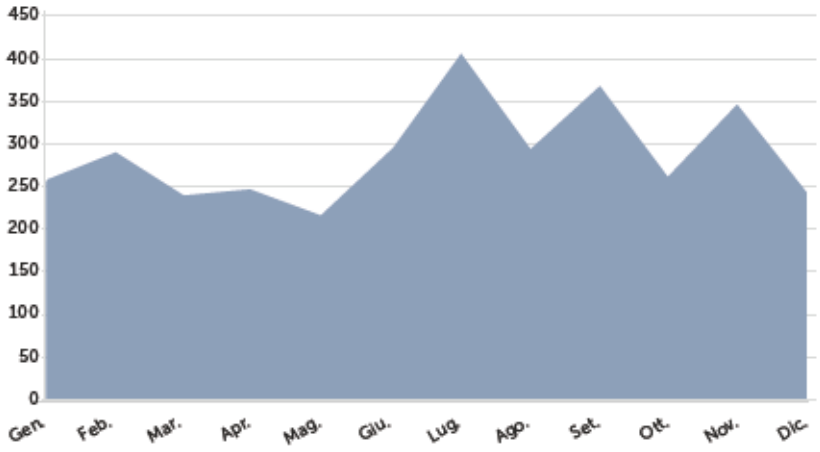
ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
QUALITÀ TECNICA	126	4%
Interruzioni	72	57%
Perdite idriche	46	37%
Pressione	6	5%
Sicurezza	2	2%
MOROSITÀ	97	3%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	45	1%
Condizioni contrattuali	18	40%
Voltura	12	27%
Caratteristiche fornitura	10	22%
Cessazione	4	9%
Call center	1	2%
TARIFFE	49	1%
Applicazione TICSI	37	76%
Tariffe applicate	9	18%
Depurazione	3	6%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	19	1%
Lavori semplici/complessi	9	47%
Attivazione fornitura	7	37%
Costi e preventivi	2	11%
Spostamento contatore	1	5%
MISURA	3	0,1%
Verifica misuratore	2	67%
Cambio misuratore	1	33%
TOTALE	3.458	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva figura 9.22 viene data evidenza del *trend* relativo ai reclami gestiti dallo Sportello con riferimento all'arco temporale gennaio-dicembre 2020. Come si rileva dal grafico, l'andamento dei reclami è pressoché costante nell'anno, se si escludono gli incrementi, nel periodo giugno-settembre, dovuti principalmente alle criticità legate all'approvvigionamento della risorsa idrica che interessano alcune Regioni d'Italia e che ogni anno causano un aumento delle istanze aventi a oggetto la qualità tecnica del servizio. Da segnalare, inoltre, l'incremento registrato al mese di novembre 2020, determinatosi, come sopra meglio descritto e illustrato, a seguito dei reclami per la mancata erogazione del bonus idrico.

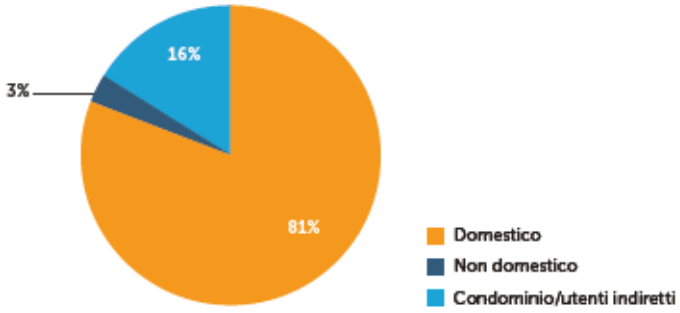
FIG. 9.22 *Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato nell'81% dei casi utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 16% utenze condominiali e nel restante 3% utenze non domestiche; sono stati trasmessi prevalentemente via e-mail (80% del totale) o tramite il portale dello Sportello (10%).

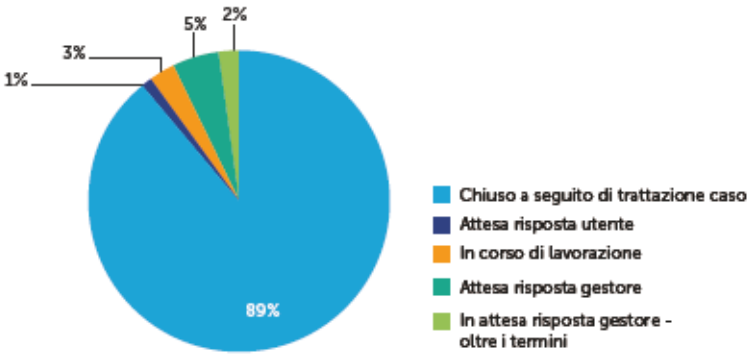
FIG. 9.23 *Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2020 (Fig. 9.24), si segnala che l'89% è stato risolto attraverso un'efficace trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 9% al 31 dicembre 2020 risultava in fase di definizione; in quest'ultima percentuale rientrano i casi in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente. Per il rimanente 2% dei casi il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello, che, dopo aver provveduto con sollecito, nei casi di perdurante mancata risposta ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per la valutazione dei seguiti di competenza.

FIG. 9.24 *Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel corso del 2020 gli Uffici dell'Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente circa 180 comunicazioni relative a problematiche o richieste di intervento ritenute meritevoli di particolari approfondimenti, quali reclami collettivi o segnalazioni circa le modalità applicative delle disposizioni regolatorie da parte dei gestori o richieste aventi a oggetto aspetti tariffari. Al fine di definire il merito e fornire riscontri alle istanze trasmesse, l'Autorità è intervenuta con specifiche richieste di informazioni o trasmettendo ai gestori diffide al rispetto della regolazione, ove necessario anche interessando gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti.

Nei confronti dei gestori inadempienti agli obblighi di risposta alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell'Autorità, quest'ultima è intervenuta adottando un provvedimento di intimazione ad adempiere, quale presupposto per l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio e prescrittivo di cui all'art. 2, comma 20, lettere c) e d), della legge 14 novembre 1995, n. 481. In tal senso, è stata adottata la delibera 6 ottobre 2020, 366/2020/E/com, con la quale l'Autorità ha intimato a 31 gestori l'adempimento dell'obbligo di risposta alle richieste inviate dallo Sportello nell'ambito della gestione dei reclami scritti degli utenti del servizio idrico integrato. Inoltre, nei confronti di cinque gestori intimati con la delibera 19 marzo 2019, 95/2019/E/idr, l'Autorità ha avviato tre procedimenti sanzionatori, che si sono conclusi con una procedura semplificata e il pagamento della sanzione amministrativa ridotta, e ha comminato due sanzioni amministrative, disposte con le delibere 4 agosto 2020, 302/2020/S/idr e 303/2020/S/idr.

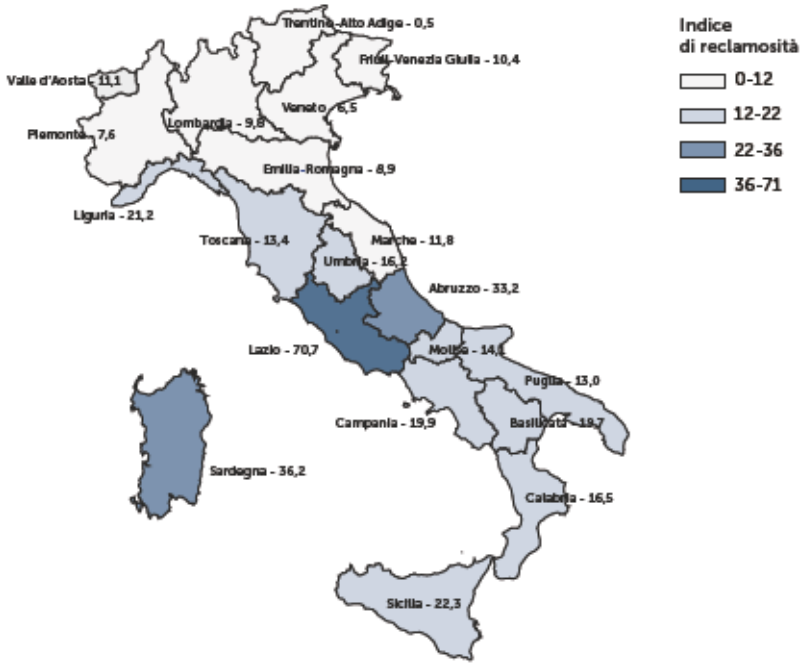
Sono 451 i reclami trasmessi dagli utenti finali allo Sportello, il quale, dopo aver fornito informazioni o chiarimenti, ha provveduto a reindirizzare gli stessi al Servizio conciliazione, in quanto riferiti a gestori per i quali, a seguito dell'adozione della delibera 142/2019/E/idr sopra menzionata, vige l'obbligo partecipativo alle procedure conciliative attivate dall'utente per la soluzione delle controversie non risolte con il reclamo di primo istanza rivolto al gestore (si veda al riguardo il precedente sottoparagrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali").

Sono risultate, infine, 33 le istanze che lo Sportello ha classificato come di non competenza dell'Autorità, in quanto inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

In base ai dati raccolti nell'ambito del monitoraggio relativo al periodo 2018-2020 effettuato dallo Sportello per conto dell'Autorità, è stato calcolato l'indice di reclamosità per il settore idrico, inteso come numero dei reclami

ricevuti ogni 100.000 abitanti per Regione (Fig. 9.25). Le Regioni del Centro Italia sono risultate quelle con l'indice di reclamosità più elevato (Lazio 70,7, Abruzzo 33,3), seguite dalla Sardegna (36,2) e dalla Sicilia (22,3); si segnala che il tema del bonus ha rappresentato solo per Abruzzo e Sicilia circa l'80% dei reclami, mentre per Lazio e Sardegna gli argomenti principali sono stati, nel 70% dei casi, quelli legati alla fatturazione e, più in generale, alla qualità contrattuale del servizio.

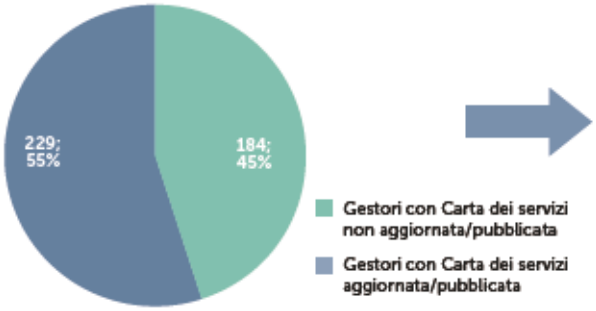
FIG. 9.25 *Indice di reclamosità per il settore idrico su base regionale (2018-2020)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nell'ambito del suddetto monitoraggio sono stati, infine, verificati l'adozione e l'aggiornamento della Carta dei servizi di ciascun gestore destinatario di reclami, segnalazioni o richieste di informazione da parte degli utenti. In particolare, è stato possibile verificare se gli standard di qualità previsti dai gestori e le relative modalità di applicazione risultassero aggiornati secondo le più recenti disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale e tecnica del servizio. Nella successiva figura 9.26, sono riportati gli esiti del monitoraggio unitamente all'esito delle verifiche effettuate nel 2020 su 413 gestori (circa il 30% in più dei gestori interessati nel 2019) destinatari delle comunicazioni trasmesse dagli utenti allo Sportello. Dal monitoraggio è emerso che il 55% del totale, pari a 229 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 45% dei casi, pari a 184 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato nelle Regioni Campania, Calabria e Sicilia), la Carta dei servizi non è stata pubblicata o non è aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità contrattuale del servizio. Quest'attività di monitoraggio consente di delineare le diverse dinamiche che si sviluppano sul territorio nazionale, più diffusamente descritte dall'Autorità nella Relazione semestrale alle Camere e sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sullo stato di riordino del settore, con cui si fornisce, tra l'altro, evidenza degli adempimenti – da parte delle regioni, degli enti di governo dell'ambito e degli enti locali – degli obblighi posti a loro carico dal legislatore.

FIG. 9.26 *Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2020)*



REGIONI	N. GESTORI
Calabria	56
Sicilia	48
Campania	36

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore dei rifiuti e in quello del telecalore

L'Autorità nel 2020 ha concluso il percorso avviato con delibera 15 ottobre 2019, 408/2019/E/tlr, per la graduale estensione al settore del telecalore del sistema di tutele per la gestione dei reclami e delle controversie dei clienti e utenti finali, a oggi operativo a regime per i settori energetici e, sulla base di una disciplina transitoria, anche per il settore idrico. In particolare, come indicato a inizio Capitolo, è stata adottata la delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, con la quale, a partire dal 1° luglio 2021, verrà estesa la disponibilità dei servizi di *contact center* dello Sportello per la gestione delle richieste di informazioni, scritte e telefoniche, anche al settore del telecalore. Per gli utenti finali sarà, inoltre, possibile, relativamente alle problematiche insorte con l'operatore e non risolte mediante il reclamo di primo livello, attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, alla quale gli operatori, per almeno un biennio, potranno aderire volontariamente. Come per il settore idrico, anche per il settore del telecalore non è transitoriamente operativo l'obbligo del tentativo di conciliazione ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Sino al mese di giugno 2021 le segnalazioni e le richieste di informazioni degli utenti sono gestite dagli Uffici dell'Autorità, che valutano le comunicazioni collettive e di particolare rilevanza, dopo aver verificato che le istanze siano già state trasmesse all'esercente per una prima risposta nei termini previsti dall'art. 15 della Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTC, allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr). Nel corso del 2020 l'Autorità, anche per mezzo di richieste di chiarimenti inviate agli esercenti del settore del telecalore, ha effettuato approfondimenti anche di natura tecnica, individuando possibili soluzioni alle criticità segnalate e predisponendo, ove necessario, diffide al rispetto della regolazione vigente. In particolare, gli Uffici hanno gestito circa 30 istanze (tra reclami, segnalazioni e richieste di informazioni scritte) che hanno interessato 8 esercenti e avuto a oggetto il tema della fatturazione, con riguardo alle modalità di calcolo degli importi indicati nelle fatture emesse dagli esercenti e alla qualità tecnica (interruzione del servizio).

Nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, è proseguita nel 2020 l'attività avviata con la delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif, con la quale l'Autorità ha affidato una prima gestione delle istanze trasmesse dagli utenti allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, utilizzando le risorse già impegnate per lo

svolgimento delle analoghe attività per i settori energetici e idrico e con le medesime modalità operative, ove compatibili. Il compito assegnato allo Sportello prevede che esso riceva, classifichi ed esamini le comunicazioni pervenute dagli utenti al fine di trasferire le informazioni raccolte all'Autorità, affinché quest'ultima ne possa tenere conto per la definizione complessiva del quadro regolatorio. Nel 2020 sono state trasmesse allo Sportello circa 47 istanze, tra reclami e segnalazioni; i principali argomenti hanno riguardato le tariffe (25), la qualità del servizio (11), il bonus (9) e altri temi (tra cui, per esempio, la fiscalità in materia di servizio di gestione dei rifiuti) per i quali l'Autorità non ha competenza.

In attesa della definizione del quadro regolatorio relativo ai profili di qualità contrattuale e tecnica del servizio di gestione dei rifiuti urbani, l'Autorità ha aggiornato la parte del proprio sito web istituzionale contenente l'"Atlante per il consumatore", cui è stata aggiunta una quarta sezione contenente le "Domande e risposte" dedicate a tale settore, con informazioni generali sulle competenze dell'Autorità, sulla gestione del servizio, in materia di diritti e tutele per gli utenti e sui provvedimenti regolatori approvati.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157, ha innovato il quadro normativo di riferimento per i bonus sociali nazionali, prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus siano riconosciuti automaticamente agli aventi diritto[4], i quali, dunque, non devono più presentare apposita domanda ai comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. A tal fine, il decreto prevede che l'Autorità definisca: i) le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte dell'Istituto nazionale della previdenza sociale (INPS) al Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico, una volta sentito il Garante per la protezione dei dati personali; ii) le modalità applicative per l'erogazione delle agevolazioni. Inoltre, il decreto dispone che l'Autorità, sentito il Garante, stabilisca anche le modalità di condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra il SII e SGAte (Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali.

Il passaggio al riconoscimento automatico dei bonus agli aventi diritto è volto a colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che si è sempre mantenuto su livelli significativi[5].

Il DL n. 124/2019 ha, altresì, disposto l'introduzione del bonus nazionale rifiuti, prevedendo l'individuazione dei relativi beneficiari con le modalità utilizzate per i bonus sociali già attivi e attribuendo la definizione delle relative modalità attuative in capo all'Autorità, sulla base di principi e criteri che devono essere definiti con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (oggi Ministro della transizione ecologica) e del Ministro dell'economia e delle finanze.

4 In particolare, il decreto legge introduce il riconoscimento automatico delle agevolazioni per i soggetti il cui ISEE in corso di validità sia compreso nei limiti previsti dalla normativa.

5 La proposta di prevedere il passaggio da un sistema "a domanda" a un sistema di attribuzione automatica del bonus agli aventi diritto, basato sullo scambio telematico delle informazioni necessarie contenute nelle banche dati dell'INPS e del Gestore del SII e rispettoso della normativa in materia di protezione di dati personali, era stata avanzata dall'Autorità, da ultimo, con la segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com.

Infine, il decreto in parola ha disposto che dal 1° gennaio 2020 il bonus idrico comprenda anche i costi relativi al servizio di fognatura e di depurazione e ha esteso il riconoscimento del bonus ai titolari di Reddito o di Pensione di cittadinanza (Rdc/Pdc); con la delibera 14 gennaio 2020, 3/2020/R/idr, sono state introdotte le modifiche al Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI[6]) necessarie per l'attuazione di tali disposizioni.

Con la delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/A, l'Autorità ha rinnovato per un triennio la Convenzione con l'Associazione nazionale comuni italiani (ANCI) – approvata con la delibera 18 maggio 2017, 336/2017/A, e successivamente integrata con la delibera 30 ottobre 2018, 542/2018/A, in scadenza il 28 febbraio 2020 – al fine sia di garantire la continuità delle attività di gestione delle agevolazioni oggetto della Convenzione e funzionali all'erogazione dei bonus elettrico, gas e idrico agli aventi diritto, sia di assicurare lo sviluppo delle nuove attività necessarie per dare attuazione al meccanismo di riconoscimento automatico delle agevolazioni.

Con la delibera 28 gennaio 2020, 14/2020/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'attuazione di quanto previsto in materia di riconoscimento automatico dei bonus sociali dal DL n. 124/2019.

Con la delibera 17 marzo 2020, 76/2020/R/com, sono state adottate disposizioni urgenti in materia di bonus elettrico, gas e idrico in relazione alle misure urgenti introdotte nel Paese a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19. In particolare, è stato disposto il differimento dei termini correlati alla gestione dei bonus sociali nazionali, sospendendo temporaneamente i flussi di comunicazione funzionali alla loro gestione (invito al rinnovo, ritiro dei bonifici). Per il periodo 1° marzo-30 aprile 2020 è stata garantita la continuità di erogazione ai cittadini che, avendo il bonus in scadenza nel periodo di sospensione, avessero provveduto a rinnovarlo entro i 60 giorni successivi al termine. In questi casi è stata garantita l'erogazione in continuità con validità retroattiva a partire dalla data di scadenza originaria, sempre per un periodo di 12 mesi. Con la delibera 28 aprile 2020, 140/2020/R/com, a fronte del permanere della situazione emergenziale, il periodo di sospensione dei termini è stato esteso al 31 maggio 2020.

Con il documento per la consultazione 9 giugno 2020, 204/2020/R/com, previo confronto con i diversi soggetti e con gli operatori delle filiere interessate, l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in merito alle possibili modalità applicative del sistema di riconoscimento automatico dei bonus sociali, con particolare riferimento a: criteri e modalità di riconoscimento delle agevolazioni; ruolo e responsabilità dei diversi soggetti in ciascuna delle fasi in cui si articola il processo di riconoscimento automatico dei bonus; flussi informativi conseguentemente necessari tra i vari soggetti; processi tramite i quali può realizzarsi l'attribuzione automatica delle agevolazioni agli aventi titolo; modalità di gestione della transizione dal precedente sistema "a domanda" al nuovo sistema automatico. Gli orientamenti illustrati nel documento e le ipotesi implementative sono stati oggetto di successivi incontri tecnici con gli operatori del settore elettrico e del gas e le loro associazioni rappresentative, con i gestori del servizio idrico integrato, le loro associazioni rappresentative e ANEA (Associazione nazionale degli enti di governo d'ambito per l'idrico e i rifiuti), e con le associazioni rappresentative dei consumatori finali.

Nel novembre 2020 è stato trasmesso al Garante per la protezione dei dati personali lo schema di delibera recante "Modalità di trasmissione dall'Istituto per la previdenza sociale alla società Acquirente unico S.p.A. in qualità di Gestore del Sistema informativo integrato dei dati necessari al processo di riconoscimento automatico dei

6 Allegato A alla delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr.

bonus sociali nazionali per disagio economico", unitamente a una nota di approfondimento giuridico e a una nota illustrativa tecnica, ai fini dell'acquisizione del parere previsto dall'art. 57-*bis*, comma 5, del DL n. 124/2019. A valle di ulteriori chiarimenti forniti dall'Autorità su richiesta degli Uffici del Garante, quest'ultimo ha rilasciato il parere in data 17 dicembre 2020.

Nell'ottica di garantire un ordinato passaggio dal precedente sistema "a domanda" al nuovo sistema, con la delibera 9 dicembre 2020, 523/2020/A, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) di prorogare, fino al 30 giugno 2021, la Convenzione in vigore con Poste Italiane, di cui alla delibera 23 novembre 2017, 772/2017/A, avente a oggetto il servizio di pagamento del bonus gas ai clienti domestici indiretti tramite bonifico domiciliato, al fine di assicurare la liquidazione delle agevolazioni connesse alle domande presentate negli ultimi mesi dell'anno 2020. Inoltre, la determina 29 dicembre 2020, 11/2020 – DACU, ha definito le disposizioni per la gestione del periodo di transizione da parte di ANCI e degli operatori.

Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, infine, sono state approvate le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, interamente sostitutive della regolazione in materia del precedente sistema "a domanda". In tal modo il quadro della nuova disciplina attuativa è stato definito e reso noto ai soggetti coinvolti a vario titolo con adeguato anticipo rispetto alla sua operatività, al fine di consentire loro di avviare la predisposizione delle attività necessarie per rendere tecnicamente operativo il nuovo regime secondo le tempistiche definite nel provvedimento, con effetti dal 1° gennaio 2021, in ottemperanza a quanto disposto dal citato DL n. 124/2019 (adeguamento dei propri sistemi informativi e delle proprie procedure interne rispetto ai nuovi processi funzionali al riconoscimento automatico delle agevolazioni). Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del provvedimento il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane "a domanda" e continua a essere gestito attraverso SGAte nell'ambito della specifica Convenzione di cui alla delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com. In sintesi, il provvedimento prevede quanto segue:

- mensilmente il Gestore del SII riceve da INPS i dati personali dei nuclei familiari che risultano in stato di disagio economico in base alle Dichiarazioni sostitutive uniche (DSU) attestate dallo stesso INPS nel mese precedente. Per accedere al procedimento di riconoscimento automatico dei bonus è, dunque, sufficiente presentare ogni anno la DSU per ottenere l'attestazione dell'ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) del proprio nucleo familiare;
- il SII effettua tutte le verifiche funzionali al riconoscimento dei bonus energetici agli aventi diritto, seguendo i processi definiti nel provvedimento (unicità del bonus per nucleo familiare, ricerca della fornitura da agevolare e verifica dei relativi requisiti di ammissibilità) e trasmette agli operatori competenti tutte le informazioni necessarie per la successiva erogazione dell'agevolazione, che avviene con le stesse modalità previste nel precedente sistema "a domanda" (fatta eccezione per le disposizioni transitorie analizzate di seguito); l'ammontare annuo del bonus da corrispondere rimane definito dall'Autorità, e viene differenziato in base alla numerosità del nucleo familiare e, per il bonus gas, all'uso e alla zona climatica;
- nel caso del bonus idrico, il SII, sulla base dei dati ricevuti dall'INPS e tramite l'Anagrafica territoriale idrica dell'Autorità, individuerà il Gestore idrico territorialmente competente, al quale trasmetterà le informazioni necessarie per la ricerca della fornitura da agevolare e per la corresponsione del bonus, quantificato dallo stesso Gestore sulla base dei criteri definiti dall'Autorità nel provvedimento;

- i bonus hanno una durata di 12 mesi e una data di decorrenza del periodo di agevolazione che varia in funzione del "tipo" di agevolazione[7]. Le modalità di applicazione e di erogazione sono state mantenute sostanzialmente invariate, a regime, rispetto a quelle in vigore nel precedente sistema "a domanda", così da evitare impatti sulle logiche e sui sistemi di fatturazione esistenti;
- il provvedimento produce effetti, in termini di riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto, a partire dal 1° gennaio 2021, coerentemente con quanto disposto dal DL n. 124/2019. Tenuto conto dei tempi richiesti per lo sviluppo dei correlati sistemi informatici, il meccanismo entra in operatività dal 1° luglio 2021: la delibera definisce le modalità per il riconoscimento agli aventi diritto di eventuali quote di bonus 2021 maturate prima di tale data.

I bonus elettrico, gas e idrico in cifre

Nel 2020 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il bonus sociale per le forniture elettriche e di gas è stato così ripartito: hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico 854.900 famiglie, delle quali 805.303 hanno avuto riconosciuto il bonus per disagio economico e 41.046 il bonus per disagio fisico (al netto dei percettori di Carta acquisti, di cui si dirà in seguito); 543.963 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale gas; 461.334 famiglie hanno richiesto e ottenuto il bonus sociale idrico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e disagio fisico) e per il settore del gas è stato pari, rispettivamente, a circa 135,5 e 76,2 milioni di euro. Per il settore idrico sono stati erogati bonus per un totale di circa 20,4 milioni di euro.

Nel 2020, 395.800 famiglie che hanno beneficiato del bonus idrico risultano anche beneficiarie dei bonus elettrico e gas, in aumento del 5,6% rispetto all'anno precedente. Complessivamente, il numero di percettori di bonus è diminuito del 2,09% rispetto al 2019, come evidenziato nella tavola 9.13, nonostante l'innalzamento, dal 1° gennaio 2020, della soglia ISEE di riferimento per l'aggiornamento triennale, passata da 8.107,5 euro a 8.265,5 euro, e il riconoscimento ai titolari di Rdc e Pdc anche del bonus idrico. Le misure restrittive connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 hanno sicuramente influenzato la presentazione delle nuove domande e delle domande di rinnovo di bonus.

TAV. 9.13 *Clienti titolari di bonus elettrico e gas (anni 2016-2020)*

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO FISICO	DISAGIO ECONOMICO	
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	1.129.114
2017	706.969	25.473	32.643	499.808	1.264.893
2018	771.566	23.589	35.903	519.375	1.350.433
2019	829.209	8.389	41.068	558.514	1.428.791
2020	805.303	8.551	41.046	543.963	1.398.863
Variazione % 2020/2019	-2,88%	1,93%	-0,05%	-2,61%	-2,09%

Fonte: SGAte.

7 Il provvedimento disciplina anche le modalità di gestione dei bonus nei casi in cui, nel corso del periodo di agevolazione, intervengano variazioni rilevanti nelle condizioni di ammissione o nelle condizioni che concorrono a determinare il valore dell'agevolazione.

In termini di distribuzione geografica, nel 2020 i clienti con un'agevolazione in corso erano suddivisi come indicato nella tavola 9.14: in generale, nel Sud e nelle Isole i beneficiari del bonus elettrico, che usufruiscono anche del bonus gas, sono meno numerosi di quelli del Nord.

TAV. 9.14 *Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica[A] (2020)*

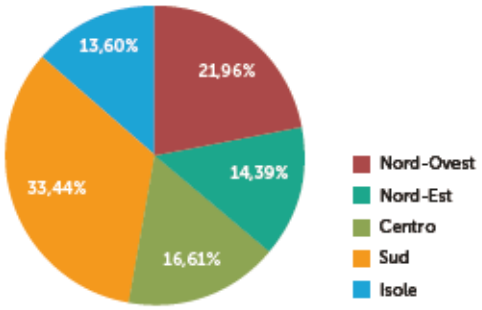
	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico[B]	186.202	121.955	140.790	283.506	115.293
% sul totale	*21,96%*	*14,39%*	*16,61%*	*33,44%*	*13,60%*
Gas	155.142	101.967	107.566	155.005	32.744
% sul totale	*28,08%*	*18,46%*	*19,47%*	*28,06%*	*5,93%*
Gas/Elt (%)	83,32%	83,61%	76,40%	54,67%	28,40%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige e Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise e Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.
(B) Sono compresi il bonus per disagio economico, la Carta acquisti e il bonus per disagio fisico; quest'ultimo incide per circa il 5% sul totale dei bonus elettrici erogati.

Fonte: SGAte.

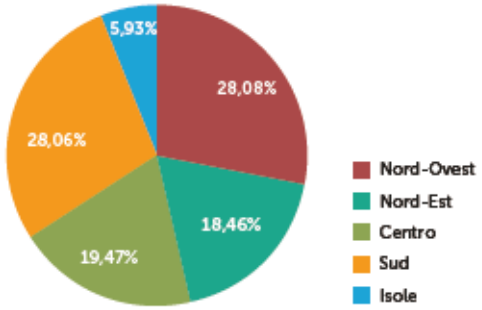
La distribuzione regionale dei due bonus non è omogenea, tenuto conto delle aree non metanizzate del Paese. Più in particolare, nelle regioni del Sud, solo il 54,67% delle famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico ha beneficiato anche di quello gas, mentre tale percentuale sale all'83,61% nell'area Nord-Est e all'83,32% nel Nord-Ovest. Il dato riferito alle Isole riguarda per il gas solo la Sicilia, dal momento che la Sardegna non è metanizzata. Nel complesso, il 65,16% di clienti finali ha avuto accesso sia al bonus elettrico sia a quello gas (Figg. 9.27 e 9.28).

FIG. 9.27 *Domande di bonus elettrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020)*



Fonte: SGAte.

FIG. 9.28 *Domande di bonus gas ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020)*



Fonte: SGAte.

Bonus elettrico per disagio economico e Carta acquisti

Dalla prima introduzione dell'agevolazione, nell'anno 2008, e fino al 31 dicembre 2020, il numero di famiglie che ha usufruito, per almeno un anno, del bonus elettrico per disagio economico, compresi i beneficiari di Carta acquisti (su cui si veda oltre), è stato pari a circa 3,2 milioni di nuclei, localizzati per oltre il 50,36% nelle macro-aree del Sud e delle Isole.

Con riferimento alla numerosità (ovvero al numero di componenti) dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (Tav. 9.15) una stabile prevalenza di famiglie con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose, ai sensi dell'art. 3, comma 9-*bis*, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 (come convertito dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2), sono 22.606 e rappresentano il 2,7% del totale delle famiglie beneficiarie del bonus elettrico.

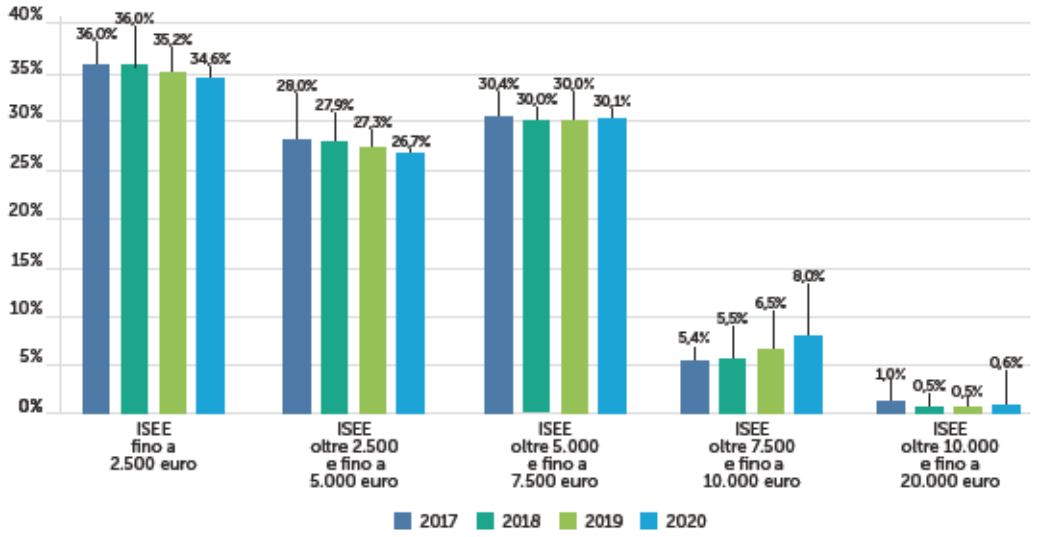
TAV. 9.15 *Nuclei per numerosità familiare con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso (anni 2016-2020)*

		NUMEROSITÀ FAMILIARE			TOTALE
		1-2 COMPONENTI	3-4 COMPONENTI	OLTRE 4 COMPONENTI	
2016	Valore	256.018	250.957	115.435	622.410
	%	*41,13%*	*40,32%*	*18,55%*	*100,00%*
2017	Valore	293.550	285.651	127.768	706.969
	%	*41,52%*	*40,41%*	*18,07%*	*100,00%*
2018	Valore	328.913	309.808	132.845	771.566
	%	*42,63%*	*40,15%*	*17,22%*	*100,00%*
2019	Valore	369.690	324.511	135.008	829.209
	%	*44,50%*	*39,20%*	*16,30%*	*100,00%*
2020	Valore	365.972	312.339	126.992	805.303
	%	*45,45%*	*38,79%*	*15,77%*	*100,00%*

Fonte: SGAte.

La figura 9.29 riporta la distribuzione percentuale, per livelli di ISEE, delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2020, confrontata con gli anni precedenti. Nel 2020 resta elevata la percentuale di nuclei beneficiari con un ISEE fino a 5.000 euro, che si attesta al 61,3%; si conferma, inoltre, l'aumento del peso della fascia compresa fra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende le famiglie ammesse all'agevolazione per la prima volta nel 2017, a seguito dell'innalzamento del livello soglia dell'ISEE.

FIG. 9.29 *Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2017-2020)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAte.

Il decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha disposto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti fosse attuata automaticamente tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e SGAte, demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2020, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono passate da 8.300 a 8.551, con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente (che era stato caratterizzato, invece, da una drastica diminuzione). Il calo delle agevolazioni registrato nel 2019 era presumibilmente collegato all'introduzione del Reddito di cittadinanza, che ha sostituito per molte famiglie il sistema della Carta acquisti, anche se le due misure sono cumulabili. Inoltre, come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per la Carta acquisti presentava elementi di criticità: nella domanda per la Carta acquisti, infatti, non vi era l'obbligo di comunicare il POD, cosa che rende impossibile identificare le forniture da agevolare nel circuito SGAte. Questa categoria di percettori di bonus sarà interessata dal passaggio al meccanismo automatico di riconoscimento di cui si è detto sopra.

L'evoluzione degli importi del bonus elettrico per disagio economico nei vari anni è riportata nella tavola 9.16.

TAV. 9.16 *Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/anno per punto di prelievo (anni 2017-2020)*

NUMEROSITÀ FAMILIARE	2017	2018	2019	2020
1-2 componenti	112 €	132 €	125 €	132 €
3-4 componenti	137 €	161 €	148 €	161 €
Oltre 4 componenti	165 €	194 €	173 €	194 €

Fonte: ARERA.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e per disagio fisico sono inseriti tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_{SRIM}, ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente A_{RIM}[8], che è pagata da tutti i clienti che non beneficiano del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del gas, in vigore dal 1° gennaio 2021, si veda la delibera 29 dicembre 2020, 595/2020/R/com).

Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2020, erano 41.046, con una diminuzione del 0,05% rispetto all'anno precedente.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 9.17), per tenere conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliere. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata: fino a 3 kW (utente tipo) e da 4,5 kW in su.

TAV. 9.17 *Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, calcolato in €/anno per punto di prelievo (anni 2019-2020)*

	2019			2020		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
Extra-consumo rispetto a un utente tipo (2.700 kWh/anno)	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Ammontare del bonus (fino a 3 kW residente)	185 €	305 €	440 €	185 €	305 €	440 €
Ammontare del bonus (da 4,5 kW in su)	433 €	548 €	663 €	433 €	548 €	663 €

Fonte: ARERA.

8 L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento A_{RIM} della componente A_{RIM} venga applicato indistintamente a tutte le utenze, M comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di tale applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento A_{RIM} applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG (Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale, allegato A alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com).

La tavola 9.18 mostra la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico, sostanzialmente simile all'anno precedente.

TAV. 9.18 *Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2019-2020)*

	2019			2020		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	59,8%	17,5%	12,9%	59,28%	18,00%	12,79%
Da 4,5 kW	5,6%	2,2%	2,0%	5,73%	2,13%	2,06%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAte.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2020, le famiglie che usufruivano del bonus gas per disagio economico erano 543.963, con una flessione del 2,61% rispetto al 2019. In totale, i nuclei familiari che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta dalla sua entrata in vigore sono stati più di 2 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione gas evidenzia una sostanziale stabilità in rapporto al 2019, con un lievissimo recupero delle macro-aree del Sud e delle Isole.

Per quanto riguarda la numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico, nel 2020 si registra una ripartizione sostanzialmente analoga a quella del 2019, a conferma del fatto che la maggior parte delle famiglie che percepiscono il bonus gas sono quelle fino a 4 componenti (Tav. 9.19). Le famiglie cosiddette numerose (17.839) rappresentano il 3,26% del totale di quelle che hanno ottenuto il bonus.

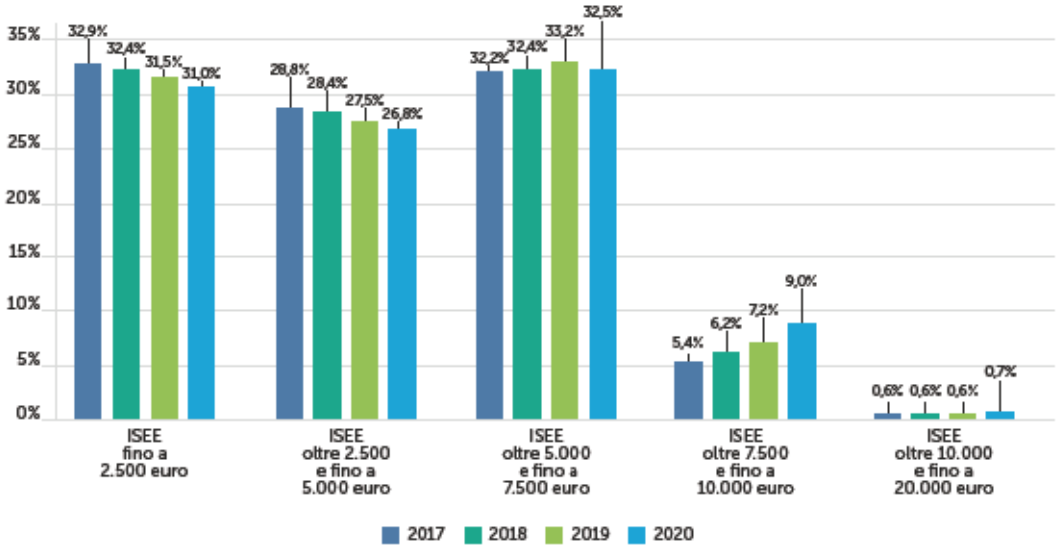
TAV. 9.19 *Famiglie con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso (anni 2016-2020)*

		NUMEROSITÀ FAMILIARE		TOTALE
		FINO A 4 COMPONENTI	OLTRE 4 COMPONENTI	
2016	Valore	363.012	85.695	448.707
	%	*80,90%*	*19,10%*	*100,00%*
2017	Valore	406.844	92.964	499.808
	%	*81,40%*	*18,60%*	*100,00%*
2018	Valore	425.483	93.892	519.375
	%	*81,92%*	*18,08%*	*100,00%*
2019	Valore	462.735	95.779	558.514
	%	*82,80%*	*17,20%*	*100,00%*
2020	Valore	454.912	92.051	546.963
	%	*83,18%*	*16,82%*	*100,00%*

Fonte: SGAte.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari per fasce ISEE, la figura 9.30 mostra come nel 2020 si sia mantenuta elevata la percentuale di famiglie con ISEE fino a 5.000 euro (il 57,8% circa), mentre, contemporaneamente, si sia registrato un incremento non trascurabile, pari circa al 9%, della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende i soggetti che hanno potuto beneficiare dell'agevolazione a seguito dell'innalzamento del valore soglia di ISEE, come già rilevato per quanto riguarda il bonus elettrico (Fig. 9.29).

FIG. 9.30 *Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2017-2020)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAte.

Per quanto concerne la distribuzione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate, come l'anno precedente, in aree di fascia climatica E (48,86%), D (26,97%) e C (21,7%). Inoltre, le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, oltre il 98% del totale delle forniture di gas agevolate.

Rispetto al 2019, non si registrano significative variazioni nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo del gas e mantiene una forte prevalenza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (Tav. 9.20).

TAV. 9.20 *Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas (anni 2015-2020)*

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura – AC	16,8%	16,9%	17,1%	17,6%	17,5%	17,9%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento – ACR	83,2%	83,1%	82,9%	82,3%	79,2%	82,1%

Fonte: SGAte.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, le componenti GS e GS_T, poste a carico dei clienti diversi dai domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas per l'anno 2020 sono riportati nella tavola 9.21. Come per il bonus elettrico, il valore della compensazione viene definito annualmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

TAV. 9.21 *Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (2020)*

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2020				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	32	32	32	32	32
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	72	89	117	146	183
Famiglie con oltre 4 componenti (j = 2)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	49	49	49	49	49
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	100	130	169	206	264

Fonte: ARERA.

Bonus idrico

Il bonus idrico, più recente rispetto ai bonus elettrico e gas, ha preso avvio dal 1° luglio 2018. Nel corso del 2020 il numero di domande per bonus sociale idrico ammesse da SGAte è stato pari a 461.334, in aumento del 3,2% rispetto all'anno precedente. Sono state, invece, rigettate 28.552 domande, in quanto non presentavano i requisiti previsti dalla normativa relativi al valore dell'ISEE e all'unicità dell'agevolazione per ogni nucleo familiare, con motivazioni di dettaglio riportate nella tavola 9.22. Dal 1° gennaio 2021 anche per il bonus idrico, per accedere al procedimento per il riconoscimento dell'agevolazione, sarà sufficiente che il cittadino/nucleo familiare presenti la DSU per ottenere l'attestazione di un ISEE entro la soglia prevista per l'accesso al bonus.

TAV. 9.22 *Domande di bonus idrico non ammesse dal Sistema per tipologia di motivazione (2020)*

DOMANDE NON AMMESSE	PRINCIPALI MOTIVAZIONI
19.323	Esiste già domanda ammessa con stesso codice ISEE
6.085	ISEE scaduto al decorrere del rinnovo
3.073	Valore ISEE superiore alla soglia prevista
71	Altre motivazioni (residenza diversa da quella dichiarata, dati anagrafici non corretti ecc.)

Fonte: SGAte.

I gestori coinvolti nell'attività di valutazione delle domande di bonus sono stati 1.567, di cui 688 Comuni che svolgono direttamente il servizio di gestione e 879 società di gestione.

Risultano ancora numericamente rilevanti i Comuni che svolgono attività di gestione del servizio idrico integrato non accreditati a SGAte (874 soggetti, prevalentemente realtà molto piccole), mentre le società di gestione non accreditate sono 42. Nei casi di gestori non accreditati, la normativa prevede che venga inviata una comunicazione agli utenti interessati, invitandoli a presentarsi direttamente agli sportelli dei gestori con le informazioni contenute nella comunicazione stessa al fine di ottenere la compensazione.

Gli ATO interessati sono stati 91.

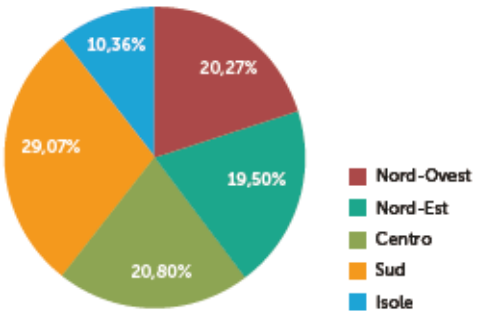
Nel 2020 il 39,77% delle domande di bonus idrico ammesse alla compensazione è stato localizzato al Nord; Nord-Est e Centro fanno registrare un aumento rispetto ai bonus elettrici che, come visto sopra, sono invece localizzati prevalentemente al Centro-Sud (Tav. 9.23).

TAV. 9.23 *Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus idrico per area geografica (2020)*

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Idrico	93.497	89.972	95.967	134.125	47.773
% sul totale	*20,27%*	*19,50%*	*20,80%*	*29,07%*	*10,36%*
Idr/Elt (%)	50,21%	73,77%	68,16%	47,31%	41,44%

Fonte: SGAte.

FIG. 9.31 *Domande di bonus idrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2020)*



Fonte: SGAte.

Infine, come illustrato nella tavola 9.24, la distribuzione dei beneficiari del bonus idrico in base al livello di ISEE risulta molto simile a quella riscontrata per il bonus elettrico: il 58% delle richieste di bonus idrico ammesse all'agevolazione proviene da famiglie con ISEE fino a 5.000 euro (rispetto al 61,3% registrato per il bonus elettrico), il 33,2% da nuclei con ISEE tra 5.000 e 7.500 euro (30,1% per l'elettrico) e l'8,1% da richiedenti con ISEE compreso fra 7.500 e 10.000 euro. Si registra un incremento della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende i soggetti che hanno potuto beneficiare dell'agevolazione a seguito dell'innalzamento del valore soglia di ISEE, come già rilevato per quanto riguarda il bonus gas.

TAV. 9.24 *Ripartizione per livello di ISEE delle domande di bonus idrico ammesse (anni 2019-2020)*

	FASCIA ISEE (EURO)	FINO A 2.500	TRA 2.500 E 5.000	TRA 5.000 E 7.500	TRA 7.500 E 10.000	TRA 10.000 E 20.000	TOTALE (%)
2019	Percentuale (%)	31,3	27,5	33,2	7,2	0,8	100
2020	Percentuale (%)	30,9	27,1	33,1	8,1	0,8	100

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAte.

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 2020 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche in regime di tutela per l'energia elettrica e il gas, rientrano quelli relativi a: interventi per il rafforzamento degli obblighi informativi del Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato *retail*; interventi in materia di riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali agli aventi diritto; introduzione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica, in relazione a cui sono stati ideati, realizzati e condivisi con le associazioni di categoria materiali informativi e di comunicazione destinati a sensibilizzare in modo selettivo le piccole imprese e la quota di micro-imprese interessate.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici fanno, inoltre, parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, che svolge la propria attività sia attraverso le riunioni del Forum plenario, al quale partecipano tutti i componenti, sia attraverso gli incontri di cinque Gruppi di lavoro che esaminano temi e problematiche settoriali (energia, gas, idrico, telecalore, efficienza energetica). Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 9 agosto 2019 ha aggiunto ai compiti dell'Osservatorio anche quello di strumento per un'innovativa interazione avente a oggetto le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2020 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità[9]. I progetti attuati nel 2020, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione istituito dall'Autorità o presso organismi ADR, iscritti nell'Elenco istituito con la delibera 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, attivato il 1° gennaio 2020 in continuità con analoghi progetti giunti a scadenza alla fine del 2019, prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2020-2022, di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 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 2020, nell'ambito del progetto PDR sono state ammesse al contributo 3.070 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti (delle quali 2.393 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 677 svolte presso organismi ADR paritetici). Ulteriori 533 procedure, avviate nel corso del 2019 e concluse positivamente nel 2020, sono state ammesse in corso d'anno ai contributi previsti dagli analoghi progetti a sostegno delle procedure ADR giunti a scadenza alla fine del 2019;
- l'attivazione, per il triennio 2020-2022, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto è stato avviato il 1° gennaio 2020, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2019. Esso promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori che siano 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 promuoverne la conoscenza e l'accesso dei consumatori. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 35 sportelli territoriali (a fronte dei 30 sportelli operativi nel triennio precedente), che, nel corso del 2020, hanno registrato complessivamente 20.000 contatti con i consumatori; di questi, circa 6.000 hanno dato avvio a specifiche iniziative nei confronti dei soggetti esercenti il servizio (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione);
- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFR). Il progetto, di durata triennale, intende soddisfare le esigenze di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi elettrico, gas e idrico, svolte nell'ambito degli altri progetti, nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Nel corso del 2020 è proseguita l'erogazione dei corsi relativi al servizio idrico integrato; nonostante le restrizioni imposte dall'emergenza pandemica di Covid-19, l'erogazione dei corsi, originariamente prevista in modalità mista online/in aula, ha potuto comunque essere svolta attraverso sessioni formative in compresenza mediante strumenti telematici (*webinar*), in luogo delle previste sessioni in aula.

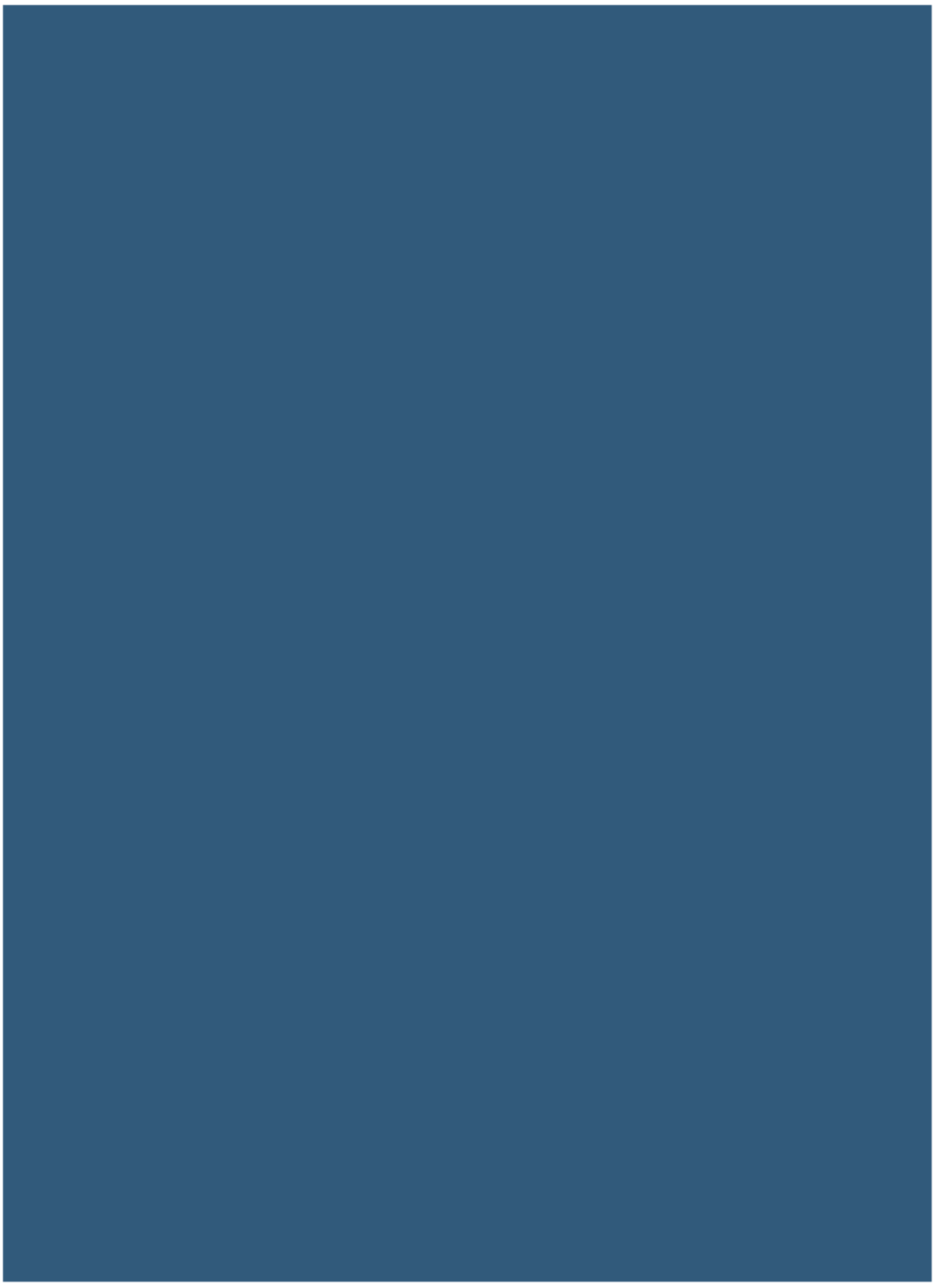
9 Ai sensi dell'art. 11-*bis* del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, come successivamente modificato e integrato, l'ammontare rivenente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità stessa.

CAPITOLO 9

Anche per il 2020 le risorse del Fondo sanzioni hanno garantito la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale Offerte da parte di Acquirente unico, come previsto dalla legge concorrenza 2017[10]. A tale proposito, con la delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, l'Autorità, confermando le modalità di copertura dei costi del Portale, ha proposto al Ministro dello sviluppo economico una procedura permanente per l'erogazione dei relativi finanziamenti da parte del Ministero, al quale compete l'adozione dei provvedimenti di spesa a valere sul Fondo. Il Ministro ha approvato la proposta con il decreto 18 dicembre 2020. La procedura consente di procedere alle erogazioni facendo direttamente riferimento ai provvedimenti con i quali l'Autorità determina annualmente i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo e i relativi conguagli, per le attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avvalimento.

Nel corso del 2020, inoltre, l'Autorità, con la delibera 24 novembre 2020, 483/2020/E/com, ha formulato al Ministro dello sviluppo economico le seguenti proposte: i) proseguire e rafforzare il progetto destinato a ridurre il fabbisogno a copertura degli oneri derivanti dall'introduzione del bonus acqua per i consumatori del servizio idrico integrato (progetto PBI), già approvato con decreto 5 aprile 2018; ii) destinare le somme derivanti dal pagamento, nel corso del 2020, di sanzioni precedentemente irrogate all'Autorità per violazioni della disciplina dei certificati bianchi nel settore del gas naturale a riduzione del fabbisogno del Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali e alimentato dalle componenti tariffarie RE e RET – relative rispettivamente alla distribuzione e al trasporto del gas naturale – applicate ai clienti finali. Le proposte formulate dall'Autorità sono state approvate dal Ministro con il decreto 22 dicembre 2020.

10 Legge 4 agosto 2017, n. 124, art. 1, comma 64.



CAPITOLO 10

VIGILANZA E CONTENZIOSO

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 10

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie muovendosi sulla base di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici e/o individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale. A tal fine l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi.

Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano casi di non conformità alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori. Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'aggiornamento delle discipline, in un processo volto al continuo miglioramento delle norme, nell'ottica del *ciclo regolatorio*, vale a dire di utilizzo delle indicazioni tratte dall'esperienza dell'applicazione della norma anche ai fini di nuova regolazione. Le attività di controllo si affiancano a un crescente numero di iniziative dell'Autorità volte alla promozione *ex ante* della *compliance* regolatoria, attraverso l'interazione con i soggetti interessati, seminari informativi e di divulgazione, finalizzati a illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione.

Il Quadro strategico 2019-2021, adottato dall'Autorità con la delibera 18 giugno 2019, 24/2019/A, ha previsto tra i suoi obiettivi (OS.6) l'ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di analisi e di monitoraggio dei settori. L'obiettivo è stato perseguito, in particolare, con il ricorso ad attività di controllo documentale che hanno consentito di esaminare una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività e che si aggiungono alle tradizionali attività di controllo tramite sopralluogo. Va detto però che, a causa dell'emergenza sanitaria occorsa a partire da marzo 2020, che ha impedito per diversi mesi l'effettuazione dei sopralluoghi già programmati, come pure la definizione del Programma annuale di collaborazione con la Guardia di Finanza, il numero dei sopralluoghi è diminuito nell'anno e l'attività è stata fortemente riorientata su controlli di tipo documentale. Sono stati, invece, effettuati secondo le tempistiche originarie i tradizionali controlli telefonici sul pronto intervento nel settore del gas e le conseguenti ispezioni, in considerazione del riconoscimento, espresso anche dal Ministero dello sviluppo economico (Mise) nelle istruzioni agli operatori in fase di emergenza da Covid-19, del ruolo indispensabile che efficaci prestazioni di pronto intervento rivestono per la continuità della fornitura di gas e per la relativa sicurezza. L'attività ispettiva è comunque ripresa a partire da luglio 2020, alla luce delle migliorate condizioni epidemiologiche, consentendo così la chiusura entro l'anno di tutte le campagne avviate prima dell'emergenza.

In continuità con gli anni precedenti, l'Autorità ha svolto le proprie attività di controllo in collaborazione con la Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo della Guardia di Finanza, attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, costituisce un supporto essenziale alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze.

Più in dettaglio, nel 2020 l'attività di controllo è stata svolta attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- indagini conoscitive e ricognizioni: in particolare, nel periodo di riferimento è stata eseguita una ricognizione sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas;
- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base dell'analisi e dell'approfondimento dei dati disponibili relativamente a uno specifico ambito, o con l'esame di dati, informazioni e documenti appositamente richiesti allo scopo, confrontati con altre fonti e variabili relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono comunque essere propedeutiche ad attività ispettive (o espressamente a esse destinate, come le ricognizioni), l'Autorità si avvale della preziosa collaborazione della Guardia di Finanza.

Ricognizione sulle imprese esercenti l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas

Con la delibera 26 settembre 2019, 386/2019/E/com, è stata avviata dall'Autorità una ricognizione di tipo documentale sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas, che è stata svolta nel 2020 in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, anche tramite la consultazione delle banche dati alle quali la Guardia di Finanza ha accesso.

L'attività è nata dall'esigenza di acquisire elementi informativi che consentano di approfondire le dinamiche in atto nel segmento della vendita ai clienti finali, in particolare alla luce del gran numero di operatori presenti nel mercato e del loro continuo incremento numerico.

La ricognizione è stata condotta mediante l'analisi dei principali dati economico-patrimoniali dei soggetti individuati a partire dall'Anagrafica operatori dell'Autorità (circa 900 imprese di vendita presenti a gennaio 2020), utilizzando informazioni sia già in possesso dell'Autorità, sia derivanti dai bilanci civilistici disponibili presso le Camere di commercio. Alcune informazioni sono state inoltre attinte presso l'Anagrafe tributaria.

Sulla base delle elaborazioni svolte è stato poi definito a fini interni un insieme di indicatori sintetici, inclusi indicatori di carattere economico-patrimoniale, utilizzabili ai fini di ulteriori approfondimenti e analisi e come base per la definizione di prossimi interventi di *enforcement* nello specifico settore.

CAPITOLO 10

Verifiche e controlli documentali sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Con la delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di verifiche e controlli, da eseguire con l'ausilio del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, sui dati forniti dalle imprese energivore, in attuazione di quanto previsto dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, recante disposizioni in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema a beneficio delle imprese energivore. I controlli hanno natura di verifica, tramite le banche dati alle quali la Guardia di Finanza ha accesso, sulla corrispondenza tra i dati dichiarati a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) dalle medesime imprese energivore e i dati risultanti dalle dichiarazioni fiscali e dai bilanci depositati.

I controlli richiesti alla Guardia di Finanza si aggiungono, da un lato, ai controlli già svolti da CSEA sui dati di prelievo di energia elettrica da rete pubblica e, dall'altro, ai controlli di coerenza nei casi in cui emergano differenze tra i dati forniti dalle stesse imprese in relazione al precedente regime di agevolazione per le imprese energivore. Le verifiche sono indirizzate, in ultima analisi, ad allargare la capacità di controllo su una partita economica molto rilevante (in crescita negli anni 2018-2019, da 1,8 miliardi di euro per il 2018 a 1,9 miliardi di euro per il 2019), il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi quelli domestici.

L'attività, avviata nel maggio 2019, si è conclusa nell'ottobre 2020 e ha comportato la verifica dei dati trasmessi da parte di 300 imprese energivore, ricadenti in classe VAL.x (e pertanto beneficiarie della massima agevolazione, data dall'azzeramento della componente A_{SOS} in bolletta), per l'ottenimento delle agevolazioni per il 2018. Al termine dell'attività, che ha comportato anche approfondimenti istruttori da parte del Nucleo speciale beni e servizi, in chiave di polizia economico-finanziaria, è risultata confermata la presenza di irregolarità nelle dichiarazioni presentate da parte di 22 imprese, che hanno pertanto percepito un indebito vantaggio economico e che sono state interessate, in seguito alla rettifica dei dati, dalla perdita o dalla riduzione dell'agevolazione.

Con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, l'Autorità ha approvato una nuova campagna di verifiche e controlli sui dati dichiarati dalle imprese energivore, con riferimento alle agevolazioni richieste per gli anni 2019 e 2020. Con la suddetta delibera si è stabilito di estendere i controlli anche alle imprese energivore in classe FAT.x, che beneficiano di uno sconto della componente A_{SOS} in bolletta; i controlli, effettuati sempre con l'ausilio del Nucleo speciale beni e servizi, sono attualmente in corso.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel corso del 2020 sono state svolte, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, le attività di controllo relative al versamento dovuto per l'anno 2017, che, nel solco di quanto effettuato con riferimento agli anni di versamento precedenti, hanno comportato le seguenti fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare: i) la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo; ii) la corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato;
- individuazione dei soggetti che hanno potenzialmente evaso il versamento del contributo mediante un

controllo incrociato tra i soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e quelli che hanno inviato le dichiarazioni previste ai fini del versamento;
- controlli sostanziali volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

In esito ai controlli, che saranno completati nel corso del 2021, sono state avviate azioni di recupero del contributo non versato, nel rispetto della normativa primaria in materia di riscossioni coattive introdotta nell'ambito dell'emergenza sanitaria legata all'epidemia di Covid-19.

Verifiche ispettive

L'Autorità, ai fini di un efficace svolgimento della propria attività di controllo presso gli operatori regolati, si è avvalsa anche nel 2020, in continuità con gli anni precedenti, della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e nella verifica tecnica ed economica nei settori di competenza; in particolare, ha fatto ricorso:
- alla Guardia di Finanza e, soprattutto, al già menzionato Nucleo speciale beni e servizi, per la totalità delle verifiche compiute;
- alla società Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (27 controlli svolti).

Le tavole 10.1 e (per un maggiore dettaglio) 10.2 evidenziano l'ampio spettro degli argomenti affrontati nel corso degli ultimi anni.

Come sopra riportato, nel 2020 le attività ispettive sono state pesantemente condizionate dagli effetti delle disposizioni normative adottate per contrastare l'emergenza sanitaria causata dalla diffusione del Covid-19; infatti, durante l'anno nel complesso sono state attuate 50 verifiche ispettive con sopralluogo, contro le circa 110-120 degli anni precedenti (Tav. 10.1). In particolare, le attività con sopralluogo hanno mantenuto l'obiettivo di un'adeguata copertura relativamente alla sicurezza del gas, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (pronto intervento, controlli tecnici della qualità e incentivi alla sicurezza), e hanno riguardato ambiti come le regole del *settlement* gas, del sistema informativo integrato e delle tariffe del servizio idrico integrato.

CAPITOLO 10

TAV. 10.1 *Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2016-2020 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo*

ARGOMENTO	2016	2017	2018	2019	2020
Tutela dei consumatori	9	8	9	6	1
Tariffe e *unbundling*	-	5	2	11	-
Qualità del servizio	87	84	76	89	36
Mercati all'ingrosso e *retail*	4	5	7	1	5
Connessione degli impianti di produzione	3	11	5	3	3
Impianti incentivati	2	2	2	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	11	9	7	9	5
TOTALE	116	124	108	119	50
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	114	122	106	119	50
Stazione sperimentale per i combustibili	61	61	51	64	27
Cassa per i servizi energetici e ambientali	5	4	7	-	-
Gestore dei servizi energetici	7	2	2	-	-

Fonte: ARERA

TAV. 10.2 *Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2016-2020 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo*

ARGOMENTO	2016	2017	2018	2019	2020
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	-	-	4	-	-
Impegni ripristinatori	-	3	2	2	-
Qualità dei servizi telefonici commerciali (*customer care*)	4	-	-	-	-
Misura dell'energia elettrica e del gas	-	3	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas	-	-	-	4	1
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	-	2	3	-	-
Agevolazioni per i sistemi efficienti di utenza o sistemi a essi equivalenti	5	-	-	-	-
Tariffe e *unbundling*					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	-	-	-	9	-
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	-	-	2	2	-
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica	-	2	-	-	-
Unbundling distribuzione	-	3	-	-	-
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	6	8	10	6	-
Incentivi per misuratori elettronici	3	-	-	-	-
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	61	61	51	64	27
Incentivi della sicurezza del gas	5	3	2	5	3
Sicurezza del servizio del gas	1	2	2	-	-
Servizio di pronto intervento del gas	10 + CT[a]	9 + CT[a]	10 + CT[a]	13 + CT[a]	5 + CT[a]

(segue)

ARGOMENTO	2016	2017	2018	2019	2020
Mercati all'ingrosso e *retail*					
***Settlement* gas**	-	-	-	1	3
Compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela	-	-	2	-	-
Condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale	-	2	-	-	-
Sistema indennitario	-	2	-	-	-
Sistema informativo integrato	-	1	5	-	2
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione del gas	4	-	-	-	-
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	-	1	-	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	3	10	5	3	3
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	2	2	2	-	-
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	11	9	7	9	5
TOTALE	116	124	108	119	50

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali

Nel mese di gennaio 2020 è stata svolta, ai sensi della delibera 28 maggio 2019, 200/2019/E/com, una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di vendita in materia di fatturazione. Il programma approvato con la citata delibera prevedeva tre verifiche da svolgere entro il 31 marzo 2020; le prime due sono state effettuate nel 2019.

I controlli previsti avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni del TIF[1] da parte di imprese titolari di contratti di vendita al dettaglio di energia elettrica e/o gas naturale, con particolare riferimento a:

- emissione e frequenza delle fatture di periodo;
- utilizzo dei dati di misura e criteri per la determinazione dei consumi contabilizzati nelle fatture di periodo;
- gestione delle autoletture;
- emissione delle fatture di chiusura;
- determinazione ed erogazione degli indennizzi automatici a favore dei clienti finali.

La verifica svolta ha interessato una grande impresa di vendita e ha consentito di accertare il rispetto delle disposizioni del TIF da parte della società. Nel corso del controllo sono stati riscontrati alcuni problemi di coordinamento tra l'impresa e il proprio utente del dispacciamento nell'individuazione e nel corretto trasferimento

1 Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale (o, più semplicemente, Testo integrato sulla fatturazione), allegato A alla delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

degli indennizzi automatici versati dalle imprese distributrici di energia elettrica ai sensi degli artt. 17 e 19 del TIF[2]. Pertanto, è stato raccomandato alla società di attivarsi al fine di verificare tempestivamente la presenza di indennizzi provenienti dai distributori, in modo tale da poterli trasferire ai clienti finali nei tempi previsti.

L'esito della verifica ispettiva è sintetizzato nella tavola 10.3.

TAV. 10.3 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali (gennaio 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita di energia elettrica e gas naturale.	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dal Testo integrato sulla fatturazione.	Esito conforme. Raccomandazione all'impresa per l'adozione di misure che consentano di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli indennizzi automatici provenienti dai distributori elettrici.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti o utenze finali; media impresa: impresa con un numero di clienti o utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti o utenze finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2020 è stata compiuta una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 27 ottobre 2020, 405/2020/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al titolo 8 dell'allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (c.d. Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nel 2020, di cui al titolo 2 dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel (Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023), anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo allegato.

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 10.4.

TAV. 10.4 *Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	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.

Fonte: ARERA.

2 Si tratta di indennizzi automatici a favore dei clienti finali e a carico dei distributori, dovuti per mancata messa a disposizione dei dati di misura effettivi ai fini della fatturazione periodica e di chiusura.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di qualità

Nel periodo gennaio-settembre 2020 sono stati eseguiti 27 controlli sulla qualità del gas presso impianti appartenenti a 26 imprese di distribuzione, ai sensi della delibera 9 luglio 2019, 296/2019/E/gas, a completamento del programma di 50 controlli complessivamente previsti dalla citata delibera. Le attività erano iniziate nel secondo semestre del 2019. In particolare, nei mesi di gennaio e febbraio 2020 sono stati compiuti i primi 9 controlli dell'anno. A causa della dichiarazione dello stato di emergenza sanitaria, da parte del Governo, nel mese di marzo 2020, i restanti 18 controlli sono stati svolti a partire da fine luglio e conclusi entro la scadenza ultima del 30 settembre 2020 prevista dalla delibera sopra menzionata.

I controlli in parola, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori, per il gas naturale, e ai produttori, per gli altri tipi di gas, l'obbligo di odorizzare il gas; nello specifico, l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. Inoltre, l'art. 10.6 della RQDG per gli anni 2020-2025[3] prevede che l'impresa distributrice assicuri l'odorizzazione del gas ai sensi delle norme tecniche vigenti in materia.

I prelievi del gas sono effettuati da Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito *in loco* mediante manometro.

Nel corso dei 27 controlli compiuti nell'annualità sono stati accertati *in loco*, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, 9 casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato altrettante segnalazioni al Mise[4].

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 10.5.

3 Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG), parte I del Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG), approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

4 Fino ad aprile 2019 le denunce per mancato rispetto dell'obbligo di odorizzazione del gas erano trasmesse alle Procure della Repubblica competenti, ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083. Il decreto legislativo 21 febbraio 2019, n. 23 ha modificato la legge n. 1083/1971, depenalizzando il mancato rispetto dell'obbligo di odorizzazione del gas, previsto all'art. 2 della medesima legge, intestando le funzioni di vigilanza al Ministero dello sviluppo economico. Pertanto, a decorrere dall'entrata in vigore del decreto n. 23/2019 (10 aprile 2019), i casi di mancata o insufficiente odorizzazione sono segnalati al Mise.

TAV. 10.5 *Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas (gennaio-settembre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
27 controlli, di cui: - 9 su impianti di 8 grandi imprese di distribuzione del gas naturale; - 10 su impianti di 10 medie imprese; - 8 su impianti di 8 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 8 impianti di 8 grandi imprese, per 5 impianti di 5 medie imprese e 5 impianti di 5 piccole imprese. Accertati 9 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per un impianto di una grande impresa, per 5 impianti di 5 medie imprese e per 3 impianti di 3 piccole imprese. Inviate 9 segnalazioni al Mise per insufficiente grado di odorizzazione del gas immesso in rete.

(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 nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo luglio-ottobre 2020 sono state svolte tre verifiche ispettive ai sensi della delibera 4 febbraio 2020, 27/2020/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, volte a controllare la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti, ai sensi della RQDG relativa agli anni 2014-2019[5]. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

Le verifiche sono state eseguite nei confronti di una grande impresa e due medie imprese di distribuzione, controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di riscontrare alcune violazioni alla RQDG per una grande impresa e due medie imprese. Con successivo provvedimento sarà definito l'impatto delle suddette violazioni sull'importo degli incentivi previsti in materia. Con la determina 26 gennaio 2021, 2/2021/gas – DSAI, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti di una grande impresa.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.6.

5 Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas (Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019).

TAV. 10.6 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-ottobre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e due medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per una grande impresa e per due medie imprese e avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti di una grande impresa. Prevista la decurtazione degli incentivi con successivo provvedimento per le tre imprese sottoposte a controllo.

(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 nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel primo semestre del 2020 sono stati eseguiti 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, così come previsto dalla delibera 3 marzo 2020, 52/2020/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Al termine dei controlli telefonici, la Guardia di Finanza ha trasmesso all'Autorità i principali esiti e i casi di mancata comunicazione con il servizio di pronto intervento.

Ai sensi della succitata delibera, è prevista entro il 31 marzo 2021 l'effettuazione di undici verifiche ispettive nei confronti di sei medie e cinque piccole imprese per le quali nel corso dei controlli sono state riscontrate difficoltà di accesso al centralino dedicato al pronto intervento del gas. Nel periodo settembre-dicembre 2020, sono state svolte le prime cinque verifiche delle undici previste.

I controlli telefonici hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice. L'attività si svolge, 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.

Le successive verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla RQDG per gli anni 2014-2019, dalla RQDG per gli anni 2020-2025 e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Le cinque verifiche ispettive effettuate nel 2020 hanno interessato tre medie imprese e due piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di rilevare, per le cinque società assoggettate a verifica, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG per gli anni 2014-2019 e dalla RQDG per gli anni 2020-2025. Per le suddette violazioni è previsto, nel corso del 2021, l'avvio dei relativi procedimenti individuali a carattere sanzionatorio.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice, mediante chiamate telefoniche al servizio stesso.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento per sei medie imprese e cinque piccole imprese di distribuzione del gas.
Verifiche ispettive: tre medie e due piccole imprese di distribuzione del gas naturale.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento del gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso tre medie imprese e due piccole imprese. Previsto l'avvio di cinque procedimenti sanzionatori nel corso del 2021 nei confronti dei suddetti soggetti.

(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 nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement* gas)

Nel periodo gennaio-ottobre 2020 sono state compiute le ultime tre delle quattro verifiche ispettive previste della delibera 5 novembre 2019, 448/2019/E/gas, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas (*settlement* gas). Il termine inizialmente previsto per l'esecuzione delle verifiche era il 31 marzo 2020, ma a causa dell'emergenza da Covid-19 tale termine è stato prorogato al 31 dicembre 2020 con la delibera 24 marzo 2020, 78/2020/E/gas.

Le verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare il corretto adempimento degli obblighi in materia di *settlement*, attività che consente di ripartire, con cadenza mensile e annuale, i consumi di gas degli utenti finali tra i diversi operatori di mercato operanti sulle reti, utilizzando i dati di misura effettivi o stimati.

In particolare, le operazioni di verifica hanno a oggetto il rispetto delle disposizioni relative:

- alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (*settlement*);
- alla correttezza dei dati utilizzati ai fini del *settlement*;
- all'efficienza dei sistemi di misura i cui dati sono utilizzati nell'ambito del *settlement*;
- al corretto esercizio tecnico della rete di distribuzione in relazione ai parametri rilevanti ai fini degli scostamenti tra gas immesso nella rete e gas da essa prelevato (delta *in-out*).

L'esigenza dei controlli nasce dal fatto che, in esito all'esecuzione delle prime sessioni di aggiustamento previste dalla regolazione del *settlement* con riferimento agli anni 2013-2017[6], il responsabile del bilanciamento ha determinato, per ciascun punto di interconnessione con le reti di distribuzione (*city gate*), il valore della differenza fra il gas immesso in rete e quello prelevato presso i misuratori dei clienti finali – quest'ultimo comunicato dalle

6 Il *settlement* del servizio gas è regolato dal TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale), allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas. Dal 1° gennaio 2020 è in vigore il nuovo TISG, approvato con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

imprese di distribuzione –, rilevando in alcuni casi differenze consistenti, che hanno determinato la necessità di operare compensazioni economiche poste in capo al sistema del gas.

Le verifiche ispettive sono state svolte nei confronti di tre medie imprese di distribuzione del gas.

In esito alla prima e alla seconda verifica ispettiva è stata riscontrata la violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* del gas naturale: in entrambi i casi sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori con le determine 8 ottobre 2020, 18/2020/gas – DSAI, e 2 novembre 2020, 21/2020/gas – DSAI; le imprese interessate hanno aderito alla procedura semplificata e hanno versato le sanzioni irrogate in misura pari a un terzo, con ciò estinguendo i procedimenti.

Con riferimento alla terza e ultima verifica, svolta nel mese di ottobre, sono stati rilevati ingenti volumi di gas non allocati nelle procedure di *settlement* che saranno comunicati nell'ambito delle sessioni di aggiustamento con riferimento alle annualità ancora aperte. L'esito è in valutazione ai fini dell'avvio dell'eventuale procedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.8.

TAV. 10.8 ***Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (settlement gas) (gennaio-ottobre 2020)***

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre medie imprese di distribuzione del gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di *settlement* del gas e di attività connesse (correttezza dei dati utilizzati ai fini del *settlement*, efficienza dei sistemi di misura, corretto esercizio della rete di distribuzione).	Riscontrata la violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* per due medie imprese e avviati i conseguenti procedimenti sanzionatori. Esiti in valutazione per 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.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate nei settori elettrico e del gas naturale in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema informativo integrato (SII)

Nel periodo febbraio-dicembre 2020 sono state svolte due verifiche ispettive ai sensi della delibera 17 dicembre 2019, 531/2019/E/com, nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore di energia elettrica e gas in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema informativo integrato (SII).

Il SII è stato istituito con la legge 13 agosto 2010, n. 129, quale banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, e successivamente ampliato dalla legge 24 marzo 2012, n. 27 con la gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas. Oggi, anche a seguito di ulteriori evoluzioni, il SII costituisce un *hub* impiegato per la centralizzazione di un ampio spettro di processi commerciali e di interazioni tra gli operatori lungo le filiere dell'energia elettrica e del gas (in merito si veda il Capitolo 8).

Il termine inizialmente previsto per l'esecuzione delle verifiche approvate con la delibera 531/2019/E/com era il 30 giugno 2020; a causa dell'emergenza da Covid-19, però, tale termine è stato prorogato al 31 dicembre 2020 con la delibera 23 giugno 2020, 226/2020/E/com.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di verificare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII e sono state effettuate, tra l'altro, mediante:

- l'acquisizione di dati tecnici e commerciali afferenti ai processi che prevedono l'utilizzo del SII;
- il controllo delle tempistiche di ottemperanza degli obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII in relazione ai processi commerciali che hanno originato tali obblighi;
- la verifica delle comunicazioni al Gestore del SII da parte delle imprese.

In esito alla verifica compiuta nei confronti di una media impresa di distribuzione elettrica, sono state riscontrate criticità nell'applicazione degli obblighi informativi verso il SII, inerenti principalmente alla messa a disposizione dei dati di misura raccolti presso le utenze; pertanto, con la determina 29 ottobre 2020, 20/2020/eel – DSAI, è stato avviato un provvedimento sanzionatorio nei confronti dell'impresa sottoposta a controllo.

In esito alla seconda verifica ispettiva, eseguita nei confronti di un'impresa di vendita di grande dimensione, sono stati riscontrati ritardi e omissioni nell'addebito in bolletta del canone Rai per numerosi utenti finali, a causa di disallineamenti tra i dati risultanti nei sistemi dell'impresa e quelli risultanti nel Registro centrale ufficiale del SII. Sarà valutato l'eventuale avvio di un procedimento di carattere sanzionatorio.

TAV. 10.9 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate nei settori elettrico e del gas naturale in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII (febbraio-dicembre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione elettrica e una grande impresa di vendita di energia elettrica e gas.	Verifica del rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII.	Riscontrato il mancato rispetto degli obblighi informativi nei confronti del SII per una media impresa di distribuzione elettrica e avviato il conseguente procedimento sanzionatorio. Riscontrate criticità nell'addebito del canone Rai per mancato aggiornamento dell'RCU per una grande impresa di vendita. Al momento è in valutazione l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo gennaio-febbraio 2020 sono state eseguite le ultime tre verifiche ispettive previste della delibera 12 marzo 2019, 87/2019/E/eel, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione. Il programma prevedeva un totale di sei verifiche da concludere entro marzo 2020.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità nel 2012, del campo di funzionamento – in termini di frequenza e tensione – degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione.

I controlli, finalizzati alla constatazione della corretta applicazione da parte dei produttori delle disposizioni in materia, previste dall'allegato A70 al Codice di rete di Terna e rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, sono condotti presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando opportuni strumenti atti a verificare il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche ispettive svolte nel 2020 hanno interessato tre produttori con impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012.

In esito alle verifiche effettuate nell'annualità non sono state rilevate non conformità alla regolazione.

Gli esiti sono sintetizzati nella tavola 10.10.

TAV. 10.10 *Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione (gennaio-febbraio 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera 84/2012/R/eel.	Riscontrato l'avvenuto adeguamento degli impianti per tre produttori.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe

Nel corso del 2020 sono state eseguite cinque verifiche ispettive "semplificate"[7] riguardanti il servizio idrico integrato, a completamento del programma approvato con la delibera 5 novembre 2019, 449/2019/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (una verifica ispettiva era stata effettuata nel mese di dicembre 2019).

La prima delle suddette cinque verifiche è stata effettuata nel mese di febbraio 2020, poco prima dell'insorgenza della pandemia di Covid-19, mentre le ultime quattro, dopo un'interruzione dovuta all'emergenza epidemiologica, nei mesi di settembre e ottobre 2020, in un periodo di allentamento delle misure di contenimento dei contagi.

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel 2020 sono sintetizzati nella tavola 10.11.

7 Le ispezioni di tipo "semplificato" riguardano il controllo dei corrispettivi applicati all'utenza e, in particolare, delle tariffe determinate d'ufficio dall'Autorità (β = 0,9) e di quelle applicate in presenza di esclusioni dall'aggiornamento tariffario (β = 1), effettuato con l'acquisizione, a campione, di documenti di fatturazione.

TAV. 10.11 *Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato (febbraio-ottobre 2020)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO (A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque gestioni comunali (piccole imprese).	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In seguito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 449/2019/E/idr, si è rilevato un esito conforme per una gestione comunale, mentre nel 2020 è stato avviato un procedimento sanzionatorio per un'altra, in ragione delle violazioni riscontrate. Per altre tre gestioni il procedimento sanzionatorio sarà avviato nel corso del 2021.

(A) Grande impresa (o consorzio o gestione comunale): impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

Fonte: ARERA.

Mentre la gestione comunale sottoposta a verifica ispettiva nel mese di dicembre 2019 aveva rispettato i provvedimenti di esclusione dall'aggiornamento tariffario approvati dall'Autorità, per quattro delle cinque gestioni comunali sottoposte a verifica ispettiva nel corso del 2020 sono stati rilevati:

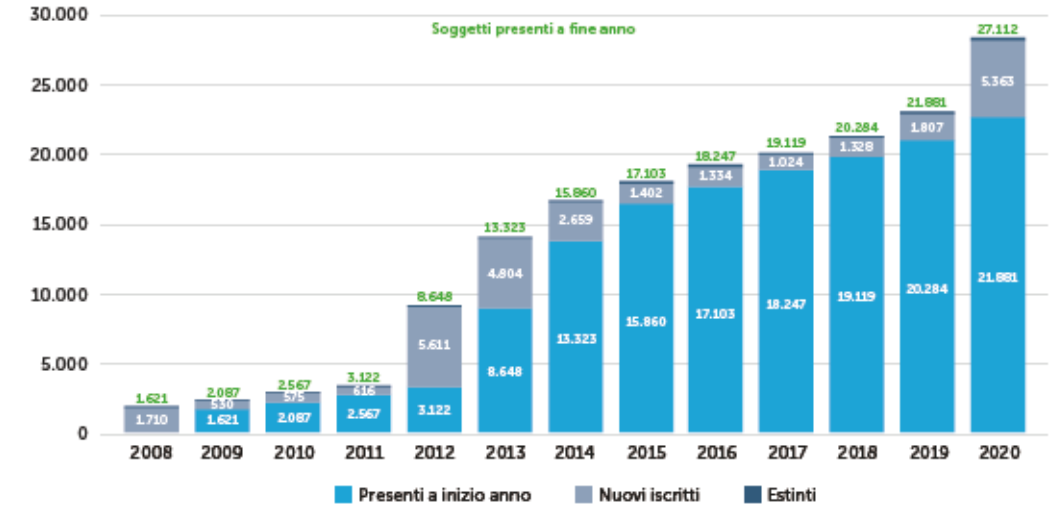
- per la gestione comunale controllata nel mese di febbraio, incrementi significativi delle tariffe e una situazione di strutturale criticità del servizio della misura, con conseguente avvio di un procedimento sanzionatorio mediante la determina 5 novembre 2020, 22/2020/idr – DSAI;
- per la gestione comunale controllata a metà del mese di settembre, un incremento illegittimo delle tariffe dei servizi di fognatura e depurazione, per cui è stato proposto l'avvio di un procedimento sanzionatorio;
- per la gestione comunale controllata alla fine di settembre, l'applicazione di moltiplicatori tariffari superiori a quelli approvati dall'ente di governo dell'ambito per l'intero ATO, per una gestione in via di aggregazione nel gestore unico d'ambito; nei confronti della gestione comunale è stato proposto di avviare un procedimento sanzionatorio;
- per la gestione comunale controllata a metà di ottobre, modificazioni della struttura dei corrispettivi non corrette, in quanto alla base di ricavi superiori a quelli garantiti dai moltiplicatori tariffari approvati; anche in questo caso è stato proposto l'avvio di un procedimento ai fini sanzionatori.

Gli esiti relativi alla verifica ispettiva effettuata nei confronti di una gestione comunale alla fine di ottobre 2020 sono in corso di valutazione.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2020 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 5.200 unità, mentre poco più 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 2020 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato le 27.000 unità (Fig. 10.1).

FIG. 10.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati*



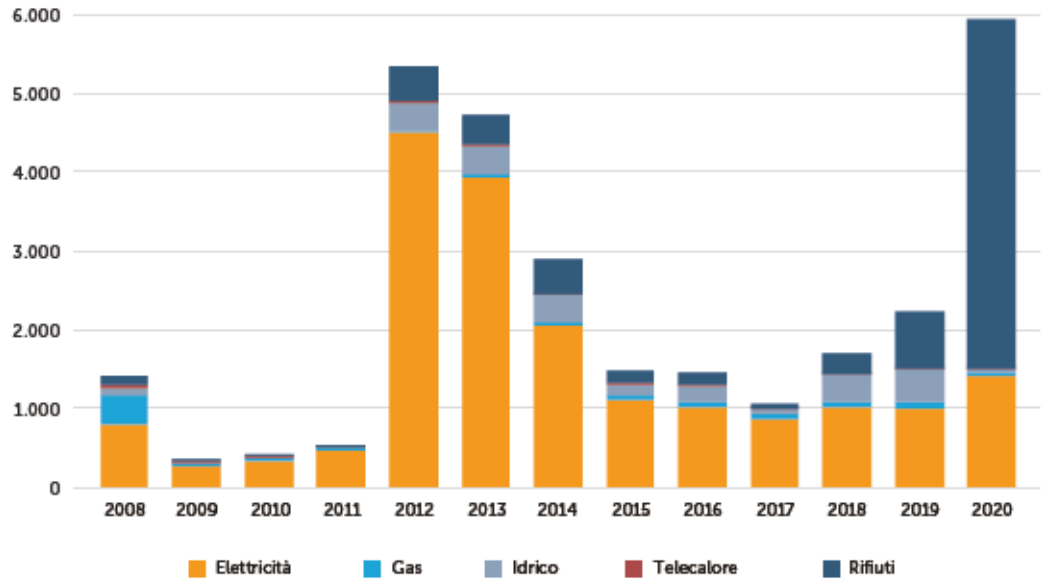
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

L'elevato incremento del numero di iscritti è in buona parte dovuto all'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica ai gestori del servizio integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, nonché ai gestori, compresi i comuni che operino in economia, dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione e agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali. L'obbligo è divenuto operativo il 3 luglio 2019, ma i suoi effetti si sono largamente protratti anche nel 2020, come mostrato nella figura 10.2.

È necessario precisare che in quest'ultima figura il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 10.1. Ciò accade perché moltissimi soggetti operano in più di un settore (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. La stessa precisazione vale anche per la figura 10.3, che quantifica la distribuzione settoriale degli operatori regolati dall'Autorità.

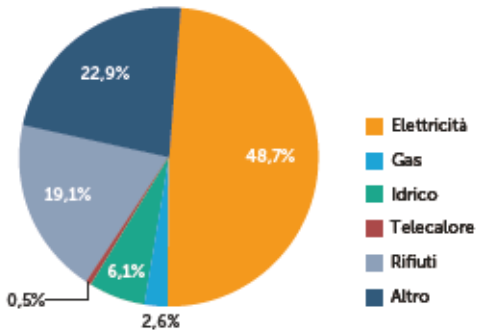
Si noti anche che nella figura 10.2 le attività idriche e quelle relative ai rifiuti compaiono anche in riferimento ai soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società che si sono accreditate, per esempio, nel 2008, ma che all'epoca avevano potuto dichiarare di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

FIG. 10.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 10.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività (marzo 2021)*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si ricorda che, per quanto riguarda i produttori elettrici, l'esonero dall'obbligo di iscrizione è solo per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono nessun'altra attività nei settori di competenza dell'Autorità.

Grazie alle informazioni raccolte nel sistema delle anagrafiche dell'Autorità, nel corso del 2020 la sezione "Ricerca operatori" del sito internet si è arricchita delle informazioni relative ai gestori del servizio idrico integrato nei vari territori comunali, in attuazione di quanto disposto dalla delibera 7 giugno 2018, 320/2018/E/idr, che ha istituito l'Anagrafica territoriale del servizio idrico integrato (ATID).

Attuazione del REMIT

Nel corso del 2020 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni anomale nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi dell'art. 5 ("Divieto di manipolazione del mercato") 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 – *Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*). In un caso, al termine della fase investigativa, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori, risultando integrati i presupposti ai sensi dell'art. 2, paragrafo 2, del REMIT, che definisce la "manipolazione del mercato" (per i procedimenti sanzionatori si veda la determina della Direzione Sanzione e Impegni 19 ottobre 2020, 19/2020/gas – DSAI).

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia nell'ambito dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), sia nell'ambito del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del REMIT, contribuendo:

- all'aggiornamento della *Guidance* generale di ACER sull'applicazione del REMIT, con particolare riferimento alla nozione di "informazione privilegiata", nonché alla ristrutturazione dell'intero documento;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e al contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Anche nel 2020 l'attività sanzionatoria dell'Autorità, consistente nell'accertamento di infrazioni e nell'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione. Preliminarmente occorre, tuttavia, evidenziare – anche ai fini di una migliore comprensione dei numeri di seguito forniti – che lo svolgimento di detta attività è stato direttamente e incisivamente interessato da alcune misure correlate all'emergenza epidemiologica da Covid-19. Ci si riferisce alla sospensione, disposta dal legislatore, per il periodo dal 23 febbraio al 31 maggio 2020, del termine perentorio di cui all'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689 per l'avvio dei procedimenti sanzionatori[8], nonché alla sospensione fino al 31 maggio 2020 dei termini della fase istruttoria e di quella decisoria[9] dei procedimenti sanzionatori dell'Autorità e alla rimessione in termini al 5 giugno 2020 relativamente agli adempimenti della fase decisoria scaduti nel periodo compreso tra il 23 febbraio e il 18 marzo 2020, disposte dall'Autorità con la delibera 17 marzo 2020, 74/2020/S/com[10]. La sospensione straordinaria dei predetti termini – unitamente all'impossibilità di effettuare, sempre per ragioni legate all'emergenza epidemiologica da Covid-19, le verifiche ispettive già programmate secondo i ter-

8 Si veda l'art. 103, comma 6-*bis*, del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18, convertito dalla legge 24 aprile 2020, n. 27, e s.m.i.

9 Per il periodo dal 23 febbraio al 15 maggio 2020 detti termini risultano, altresì, sospesi ai sensi dell'art. 103, comma 1, del decreto legge n. 18/2020, convertito dalla legge n. 27/2020, e dell'art. 37 del decreto legge 8 aprile 2020, n. 23, convertito dalla legge 5 giugno 2020, n. 40, che hanno previsto la sospensione per i termini perentori e ordinatori dei procedimenti amministrativi in generale.

10 Recante disposizioni urgenti in materia di termini dei procedimenti sanzionatori a garanzia del diritto di difesa degli esercenti, altrimenti pregiudicato dalle misure di contenimento del Covid-19.

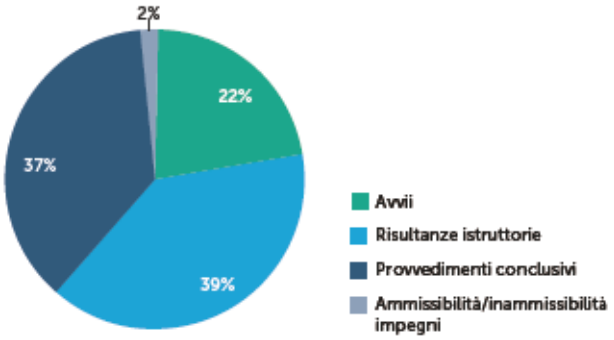
mini previsti – ha inevitabilmente inciso sull'attività sanzionatoria nel suo complesso e, in particolare, sul numero di avvii dei procedimenti. Segnatamente, nell'anno 2020 si sono registrati:

- una riduzione del numero di avvii e un aumento del numero di chiusure di procedimenti sanzionatori e prescrittivi, rispettivamente pari a 28 e 46 (cui vanno aggiunte le chiusure con procedura semplificata, pari a 9), rispetto a quello degli anni precedenti (per gli avvii: 50 nel 2019, 55 nel 2016, 43 nel 2015, 40 nel 2014; per le chiusure: 37 nel 2019, 40 nel 2016, 33 nel 2015, 30 nel 2014), escludendo gli anni 2017 e 2018 in cui l'elevato numero di avvii e chiusure si dovette agli oltre 100 procedimenti avviati per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica;
- un netto aumento del numero delle comunicazioni delle risultanze istruttorie (48 nel 2020 contro 33 nel 2019 e 28 nel 2018) e una riduzione delle deliberazioni di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (2 nel 2020 rispetto a 12 nel 2019 e 6 nel 2018), dovuta al progressivo esaurirsi del filone di procedimenti avviati proprio tra il 2018 e il 2019 e riguardanti l'applicazione, da parte degli esercenti la vendita, di specifici corrispettivi per la ricezione delle fatture in formato cartaceo, in violazione degli artt. 9, comma 8, e 16, comma 12, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. Come rilevato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, la particolare situazione appena descritta aveva generato nel biennio 2018-2019 un rilevante incremento di atti in materia di impegni rispetto agli anni precedenti.

Nel corso del 2020 sono, quindi, stati adottati 124 atti, di cui: 28 avvii, 48 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 2 delibere di ammissibilità degli impegni e 46 provvedimenti conclusivi, tra provvedimenti sanzionatori, di archiviazione e dichiarazioni di approvazione di impegni (esclusi i 9 procedimenti avviati con procedura semplificata, che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate).

Il diagramma a torta riportato nella figura 10.4 esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2020.

FIG. 10.4 *Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2020*



Fonte: ARERA

I dati sintetici evidenziano un'equilibrata distribuzione dei procedimenti avviati nel 2020 nelle due macro-aree con regolazione più risalente: gli avvii per violazioni in materia di infrastrutture energetiche (12) si attestano al 43% circa, mentre si fermano al 39% circa quelli per violazioni in materia di mercati energetici (11), a fronte di una netta riduzione dei procedimenti avviati per violazioni in materia di servizio idrico integrato (2), pari al 7%. Per la prima volta, inoltre, sono stati avviati anche alcuni procedimenti (3) afferenti al settore del telecalore (servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento) con l'11% del totale.

In merito agli avvii sono da segnalare due novità. Come appena accennato, sono stati avviati i primi procedimenti sanzionatori in materia di telecalore: trattasi di tre procedimenti per violazione di obblighi informativi in materia di qualità commerciale, segnatamente per inosservanza dell'art. 33 dell'allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr (c.d. RQCT[11]), che impone agli esercenti il servizio di telecalore l'obbligo di comunicare all'Autorità, per ogni tipologia di utente: i) il valore complessivo della potenza contrattualizzata o convenzionale come risultante al 31 dicembre dell'anno precedente; ii) il numero di utenze come risultante al 31 dicembre dell'anno precedente; iii) il quantitativo di energia termica ceduta agli utenti nell'anno precedente; iv) limitatamente ai micro-esercenti, il numero di reclami scritti ricevuti dagli utenti. Inoltre, sono stati avviati, ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT) e dell'art. 22 della legge 30 ottobre 2014, n. 161, i primi due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza del mercato del gas naturale all'ingrosso; in particolare, ai due operatori è stato contestato di avere violato l'art. 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto i), del medesimo regolamento.

Fra i 55 procedimenti conclusi – comprensivi dei 9 avviati con procedura semplificata ed estinti –, 45 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di questi, 13 con adozione anche di provvedimento prescrittivo), 6 si sono conclusi con l'archiviazione e, infine, 4 con l'approvazione di impegni.

Con riferimento alle 45 sanzioni irrogate, per un importo complessivo pari a 14.259.170 euro, si evidenzia che 13 tra queste sono state oggetto di impugnazione giurisdizionale.

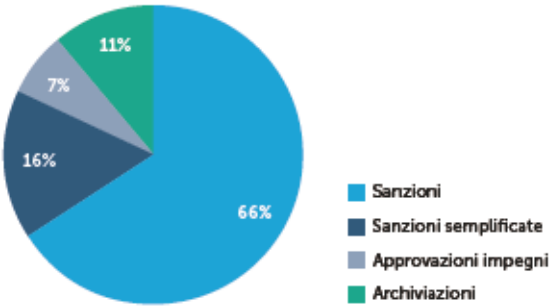
La sospensione delle attività di notifica di nuove cartelle e degli altri atti della riscossione disposta dall'art. 68 del DL n. 18/2020, come convertito dalla legge n. 27/2020, per il periodo dall'8 marzo 2020 al 28 febbraio 2021 (termine, quest'ultimo, inizialmente fissato al 31 maggio 2020 e poi più volte differito), ha determinato l'impossibilità, per le sanzioni irrogate nel 2020 non spontaneamente pagate, di attivare la riscossione coattiva per il tramite della competente Agenzia (previa quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni nel frattempo maturate). Tuttavia, l'Autorità ha posto in essere diverse azioni necessarie per il recupero dei crediti corrispondenti, ora trasmettendo ai soggetti debitori solleciti di pagamento, ora procedendo, nei casi di sanzioni irrogate nei confronti di soggetti sottoposti a procedure concorsuali, alla comunicazione/insinuazione dei relativi crediti.

Inoltre, anche nel 2020 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, per esempio ordinando a un venditore la restituzione ai clienti finali delle somme illegittimamente addebitate a titolo di corrispettivi di postalizzazione, per un valore di circa 2,4 milioni di euro, e imponendo a numerosi gestori del servizio idrico integrato la restituzione agli utenti della differenza tra le tariffe realmente applicate e quelle che avrebbero dovuto esserlo.

Anche nel 2020, infine, ha trovato conferma la circostanza che l'implementazione della separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, unitamente alle procedure semplificate e agli impegni, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, assicurando un notevole contenimento delle tempistiche procedimentali: la durata media dei procedimenti sanzionatori è ulteriormente calata rispetto al 2019, facendo registrare un altro significativo miglioramento rispetto agli anni immediatamente precedenti.

11 Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019-31 dicembre 2021.

FIG. 10.5 *Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2020*



Fonte: ARERA

La c.d. procedura semplificata

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della 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. È ulteriormente aumentata la già significativa percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (dal 77% al 90% circa dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 9 su 10), a conferma dell'utilità di tale istituto, apprezzabile anche sul fronte della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che consente la chiusura del procedimento in 30 giorni, l'Autorità ha accertato anche la tempestiva eliminazione/attenuazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni al sistema.

In particolare, i 10 procedimenti che nell'anno 2020 sono stati avviati con eventuale chiusura con procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 6 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche, 3 violazioni della regolazione dei mercati energetici e 1 violazione in materia di servizio idrico integrato.

Il sub-procedimento per impegni

Come noto, la presentazione di una proposta di impegni determina l'avvio di un sub-procedimento a iniziativa di parte che si inserisce in un procedimento sanzionatorio già avviato dall'Autorità per accertare eventuali violazioni di sua competenza. Nell'ambito dell'attività di *enforcement* dell'Autorità, gli impegni rappresentano uno strumento innovativo, alternativo alle sanzioni, che consente di ottenere dagli operatori interessati non solo il (mero) ripristino della situazione *quo ante* – essendo la cessazione di tutte le condotte contestate uno dei presupposti per l'ammissibilità della proposta di impegni –, ma anche e soprattutto il suo miglioramento. Infatti, il soggetto destinatario dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, entro 30 giorni dalla sua comunicazione, può presentare all'Autorità impegni *"utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate"* (art. 45, comma 3, del decreto legislativo n. 93/2011 e art. 16, comma 1, dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com). Le misure oggetto di impegni, dunque, consistono non già in adempimenti previsti dalla regolazione, bensì in iniziative idonee a meglio perseguire gli interessi sottesi alle disposizioni di cui è contestata la violazione, ovvero in azioni che l'Autorità ritenga migliorative, più vantaggiose, più favorevoli per il sistema e/o per determinate categorie di utenti, direttamente o indirettamente pregiudicate dalle condotte contestate.

Il numero degli atti in materia di impegni adottati nel corso del 2020, pari a 6, è assai inferiore a quello del biennio precedente (11 nel 2018 e 19 nel 2019), ma è perfettamente in linea con quello degli anni 2016 (pari a 5) e 2015 (pari a 6); nel 2017, invece, non erano stati adottati atti in materia di impegni. Relativamente all'elevato numero di atti adottati nel biennio 2018-2019, si richiama ancora una volta il fatto – già esposto – che molti dei procedimenti avviati in quegli anni riguardavano l'applicazione di specifici corrispettivi per la ricezione delle fatture in formato cartaceo (in violazione degli artt. 9, comma 8, e 16, comma 12, del decreto legislativo n. 102/2014); in risposta ai provvedimenti intrapresi, quasi tutte le società interessate avevano tempestivamente presentato proposte di impegni.

In relazione alla tipologia di deliberazione, i 6 atti adottati nel 2020 in materia di impegni sono così articolati: 2 delibere di ammissibilità e 4 delibere di approvazione.

Le predette delibere hanno interessato esclusivamente la macro-area "Mercati" e, segnatamente, hanno riguardato procedimenti avviati (solo o anche) per violazione del divieto di applicazione dei c.d. corrispettivi di postalizzazione; solamente una delibera era relativa a un procedimento avviato per violazioni in materia di trasparenza della bolletta per i consumi di energia elettrica e/o gas. Tutte le menzionate proposte di impegni prevedono il riconoscimento di un bonus ai clienti che scelgano la fattura in formato elettronico e – con esclusione dell'unica delibera inerente a violazioni diverse – la restituzione ai clienti finali dei corrispettivi illegittimamente addebitati per la ricezione delle fatture cartacee; molte di esse stabiliscono la corresponsione, a favore dei clienti interessati dall'applicazione dei corrispettivi di postalizzazione, di un ulteriore ristoro economico; una prevede anche la realizzazione di un servizio gratuito di *check up* sui consumi energetici; due delibere, infine, dispongono l'invio ai clienti di una *brochure* volta a illustrare in maniera semplice, sintetica ed efficace gli elementi più significativi della bolletta, facilitandone la lettura e comprensione.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 12), 10 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas e 2 violazioni di obblighi in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema

Nel 2020 l'Autorità ha avviato 10 procedimenti sanzionatori (di cui 9 anche per l'adozione di eventuali provvedimenti prescrittivi) nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di pronto intervento e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Dei predetti procedimenti, 5 sono stati avviati con procedura semplificata e altrettanti si sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati a tale procedura, mediante cessazione delle condotte contestate, tra le quali la messa in regola dei centralini di pronto intervento del gas e il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 58.300 euro. Dei due procedimenti avviati con procedura ordinaria, uno si è concluso con l'irrogazione di una sanzione di 40.100 euro.

Negli stessi ambiti l'Autorità ha, altresì, concluso ulteriori tre procedimenti, di cui uno con un provvedimento di archiviazione e due con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 549.200 euro, adottando in un caso anche un

provvedimento prescrittivo volto a garantire la sicurezza del servizio di distribuzione del gas, ordinando alla società di aggiornare le proprie procedure operative per renderle conformi alle norme tecniche vigenti in materia.

Accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2020 l'Autorità ha concluso un procedimento per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione, misura e periodicità di fatturazione di energia elettrica, irrogando una sanzione di euro 33.000, adottando provvedimenti prescrittivi e, in mancanza della prova dell'ottemperanza alle suddette prescrizioni, proponendo al Ministero dello sviluppo economico la decadenza della concessione di distribuzione di energia elettrica rilasciata all'esercente.

Nello stesso anno l'Autorità ha chiuso, altresì, un procedimento per violazione in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale, con l'irrogazione di una sanzione di 15.000 euro.

Unbundling contabile e funzionale

Nel 2020 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di *unbundling* funzionale. In particolare, è stato contestato a un'impresa di distribuzione del gas naturale di non avere adempiuto agli obblighi di separazione funzionale previsti per le imprese verticalmente integrate, compresi gli obblighi in materia di separazione di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.
Nella medesima materia è stato altresì avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni di obblighi informativi ed è stato concluso un procedimento sanzionatorio e prescrittivo con l'irrogazione di una sanzione di 428.000 euro e l'adozione di provvedimenti prescrittivi.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 11), due procedimenti ineriscono all'integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, due riguardano il *settlement* gas, due afferiscono alla regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano, un procedimento si riferisce a obblighi relativi al sistema informativo integrato, uno riguarda gli standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale e, infine, tre procedimenti attengono all'obbligo di partecipazione alle procedure conciliative.

Titoli di efficienza energetica

In materia di titoli di efficienza energetica, l'Autorità ha concluso tre procedimenti, di cui uno con provvedimento di archiviazione e due con l'irrogazione di sanzioni complessivamente pari a 1.614.500 euro.

Mercati all'ingrosso

Come già sottolineato, nel 2020 l'Autorità ha avviato i primi due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso. In particolare, ai due operatori è stata contestata la violazione del divieto di manipolazione del mercato sancito dall'art. 5 del REMIT per avere posto in essere transazioni riconducibili alla fattispecie di manipolazione del mercato descritta all'art. 2, numero 2), lettera a), punto i),

del regolamento, cioè transazioni di prodotti energetici all'ingrosso che forniscano o siano suscettibili di fornire indicazioni false o tendenziose in merito all'offerta, alla domanda o al prezzo dei prodotti energetici all'ingrosso. I due *trader* hanno presentato proposte di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Sono stati altresì avviati due procedimenti sanzionatori e prescrittivi in forma semplificata nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas per violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* del gas naturale. Segnatamente, i due distributori non hanno trasmesso al responsabile del bilanciamento, nel rispetto delle regole all'uopo stabilite, le misure riguardanti i prelievi di gas naturale necessarie alla determinazione delle relative partite fisiche ed economiche. Entrambi i procedimenti si sono conclusi con l'adesione dei soggetti interessati alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta (poiché le condotte contestate erano già cessate) per complessivi 21.000 euro.

Nel corso del 2020 sono stati avviati anche due procedimenti sanzionatori per inosservanza delle disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Le due società, un'impresa di distribuzione e un esercente la vendita, hanno tempestivamente presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nel 2020, l'Autorità ha concluso 13 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 2 con provvedimenti di archiviazione e 11 con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 3.457.300 euro.

Mercati *retail* e tutela dei clienti finali

Nel 2020 è stato avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo in forma semplificata per violazioni in materia di Sistema informativo integrato nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica, conclusosi con l'adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 32.000 euro.

Per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative sono stati avviati tre procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società ed è stato concluso un procedimento con l'irrogazione di una sanzione pari a 22.600 euro e l'adozione di un provvedimento prescrittivo.

Nello stesso anno, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas naturale per inosservanza degli standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale stabiliti dall'Autorità con la delibera 18 dicembre 2006, 294/06, nonché della prescrizione di cui al punto 2 della delibera 15 settembre 2020, 333/2020/E/com.

Nel 2020 sono stati chiusi con l'approvazione di impegni tre procedimenti sanzionatori e prescrittivi per l'accertamento di violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici e un procedimento sanzionatorio e prescrittivo per l'accertamento di violazioni in materia di trasparenza della bolletta (in merito si veda il precedente punto "Il sub-procedimento per impegni").

Con riferimento alle medesime violazioni, l'Autorità ha chiuso, altresì, due procedimenti, di cui uno con provvedimento di archiviazione e l'altro con l'irrogazione di una sanzione di 6.864.000 euro, adottando inoltre in tal caso un provvedimento prescrittivo.

Infine, nel 2020 l'Autorità ha concluso un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di risoluzione del contratto tra utente del dispacciamento dell'energia elettrica e controparte commerciale per inadempimento di quest'ultima, irrogando una sanzione nella misura complessiva di 124.200 euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2020 sono stati chiusi tre procedimenti avviati per violazione degli obblighi informativi, di cui uno, in materia di dati di *performance* del servizio di misura del gas naturale, con provvedimento di archiviazione e due, in tema di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale complessivo di 46.800 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia nel 2020 si attesta sul dato di due atti di avvio. In particolare, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori per violazioni della regolazione in materia tariffaria e in materia di misura, di cui uno con procedura semplificata, concluso con l'adesione della società e il pagamento di una sanzione in misura ridotta di 61.000 euro.

Nel 2020 l'Autorità ha chiuso 12 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 892.170 euro, adottando in 7 casi anche provvedimenti prescrittivi.

Violazioni della regolazione del settore del telecalore

Nel 2020, come detto, sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori per violazioni di obblighi informativi in materia di qualità commerciale del servizio del telecalore (comprendente il teleriscaldamento e il teleraffrescamento).

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, recante "Approvazione della disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione", l'Autorità ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale di derivazione comunitaria (art. 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93), che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Anche nel 2020 la tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale[12] – si conferma uno

12 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 presentato ricorso innanzi all'autorità giudiziaria".

strumento rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità e dell'effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche. In ragione della centralità assunta da tale rimedio nell'ambito delle proprie funzioni di *enforcement*, l'Autorità ha inserito lo sviluppo e la promozione della risoluzione stragiudiziale delle controversie tra operatori e l'aggiornamento del Massimario delle relative decisioni nell'ambito degli obiettivi strategici della propria azione istituzionale nel periodo 2019-2021, prevedendo una specifica linea di intervento al fine di realizzare maggiori livelli di *compliance* regolatoria, in un'ottica deflattiva del contenzioso.

Nel corso del 2020 la trattazione dei reclami è avvenuta nel rispetto della normativa statale di riferimento, connessa all'emergenza da Covid-19. In particolare, si è tenuto conto della sospensione obbligatoria dei termini dei procedimenti amministrativi, nel periodo dal 23 febbraio al 15 maggio 2020, disposta dall'art. 103 del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18, coordinato con la legge di conversione 24 aprile 2020, n. 27, e s.m.i., ed è stata celebrata, in collegamento da remoto in videoconferenza, un'audizione delle parti, indetta dal responsabile del procedimento ai sensi dell'art. 4, comma 2, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com.

Dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com sono stati presentati 623 reclami, di cui 61 nel 2020. Di questi:

- 271 (il 43,5%), di cui 47 presentati nel 2020, sono stati archiviati, in particolare: 169 (di cui 29 presentati nel 2020) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria tra le parti nel corso del procedimento; 95 (di cui 18 presentati nel 2020) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante. Inoltre, tre reclami sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità, tre sono stati archiviati per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo, e un reclamo è stato archiviato 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. 481[13]. Pertanto, in un quadro di sempre maggiore attenzione alla *compliance* regolatoria, si conferma il recente *trend* positivo delle archiviazioni disposte dagli Uffici per cessata materia del contendere, ossia dei casi in cui, senza la necessità di adottare una delibera vincolante da parte del Collegio, il gestore di rete, a seguito dell'avvio del procedimento, provvede a soddisfare la pretesa del reclamante. Tale tendenza è anche da attribuire alla diffusione tra gli operatori della conoscenza dei consolidati indirizzi interpretativi assunti dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale contenuti nel Massimario pubblicato sul sito istituzionale. Nell'ambito di questa tendenza appaiono, altresì, degni di nota anche i casi di archiviazione del reclamo prima ancora che l'Autorità comunichi alle parti l'avvio del procedimento, poiché la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo; in questa eventualità si azzerano, di fatto, i tempi procedimentali, in aderenza ai canoni di efficienza ed economicità dell'azione amministrativa (art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241), espressione del principio costituzionale di buon andamento della stessa (art. 97 della Costituzione);
- 28 (il 4,5 %), di cui 8 presentati nel 2020, erano in corso di trattazione al 31 dicembre 2020;
- 324 (il 52%), di cui 6 presentati nel 2020, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 240 delibere emanate

13 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 alla lettera c) e d) dell'articolo 2, comma 20 della legge 14 novembre 1995, n. 481"*.

(di cui 27 nel 2020). Si rileva 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.

FIG. 10.6 *Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2020)*

Fonte: ARERA

FIG. 10.7 *Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2020)*

Fonte: ARERA

Il tempo medio di risoluzione delle controversie tra operatori economici *ex* delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 8 mesi e 4 giorni.

Le decisioni assunte dall'Autorità vengono rispettate nella quasi totalità dei casi; in particolare, la maggior parte delle decisioni (circa l'85%) è stata immediatamente recepita e messa in atto dalle parti, mentre le restanti (circa il 15%) sono state recepite e attuate solo a seguito dei solleciti della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti dell'Autorità.

Nel corso del 2020, nel rispetto del descritto obiettivo strategico e della linea di intervento indicata, è inoltre proseguito l'aggiornamento del Massimario[14] delle decisioni rese dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale. Tale strumento – liberamente accessibile dagli interessati dal sito istituzionale di ARERA – ha l'obiettivo

14 Le massime consultabili nel Massimario sono prive di valore legale, avendo unicamente lo scopo di favorire la divulgazione degli orientamenti espressi dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale.

di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità in sede giustiziale, al fine di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito alla loro applicazione, in un'ottica di *compliance* regolatoria e di deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale, come testimoniato anche dal citato tendenziale aumento dei casi di archiviazione dei reclami senza la necessità di una decisione dell'Autorità, avendo il gestore soddisfatto la pretesa del reclamante nelle more del procedimento: tali casi nel 2020 hanno rappresentato il 29,5% del totale, contro il 15,7% della media di tutto il periodo considerato.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2020 in seguito ai reclami presentati dagli operatori regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Saturazione della rete

In materia di saturazione virtuale della rete elettrica, nell'anno 2020 l'Autorità ha deciso 12 reclami, accogliendone parzialmente 4 (delibere 21 gennaio 2020, 5/2020/E/eel, 19 maggio 2020, 168/2020/E/eel, 23 giugno 2020, 225/2020/E/eel e 22 settembre 2020, 343/2020/E/eel) e respingendone 8 (delibere 4 febbraio 2020, 26/2020/E/eel, 24 marzo 2020, 77/2020/E/eel, 6 ottobre 2020, 357/2020/E/eel, 13 ottobre 2020, 371/2020/E/eel, 13 ottobre 2020, 372/2020/E/eel, 10 novembre 2020, 448/2020/E/eel, 17 novembre 2020, 460/2020/E/eel e 1° dicembre 2020, 499/2020/E/eel).

In particolare, con le delibere 5/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 129374675", 168/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione 120508293", 225/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 125829511", e 343/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 127002799", dall'analisi della documentazione agli atti (talvolta anche acquisita in contraddittorio con il gestore in occasione della verifica ispettiva effettuata ai sensi della delibera 24 marzo 2017, 174/2017/E/eel) l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, nell'emissione del preventivo di connessione, non ha elaborato la soluzione tecnica minima prevista dall'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA[15], per un'errata valutazione dello stato di saturazione virtuale della rete. Dall'analisi della documentazione è risultato, infatti, che una o più delle pratiche – considerate dal gestore per la valutazione della capacità di rete prenotata al momento dell'emissione del preventivo – dovevano, invece, essere annullate, in base alla corretta applicazione delle disposizioni del TICA, o perché i preventivi non erano stati accettati entro i termini previsti, o perché, dopo la loro accettazione, non erano seguite né la dichiarazione di avvio del procedimento autorizzativo ai sensi dell'art. 9 del TICA, né la dichiarazione di inizio lavori di cui all'art. 31 del TICA, e il gestore aveva inviato i solleciti con ritardo rispetto ai tempi dovuti.

15 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (o, semplicemente, Testo integrato delle connessioni attive), allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

CAPITOLO 10

Con le delibere 26/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Lucon S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0718839", 357/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 132331854", 371/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 140551120", 372/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 132331467", 448/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 129401180", 460/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 135181883", e 499/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 140548670", l'Autorità ha ribadito che l'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA prescrive al gestore di rete di offrire nel preventivo di connessione una soluzione al c.d. minimo tecnico e ha chiarito che – qualora il richiedente contesti che la soluzione di connessione proposta sia al minimo tecnico per un'errata valutazione della saturazione virtuale – rientra nei propri poteri istruttori acquisire dal gestore la documentazione idonea a comprovare l'effettiva e totale saturazione – alla data di elaborazione del preventivo di connessione (e/o di eventuali richieste di modifica) – delle reti elettriche in media e bassa tensione (nonché, eventualmente, delle cabine primarie) ricadenti nell'ambito spaziale rivendicato dal reclamante per la realizzazione dell'impianto di produzione, anche a seguito di annullamento (ora per allora) di pratiche di connessione in applicazione del TICA.

Qualora dall'analisi della suddetta documentazione – e anche a seguito di annullamento di pratiche che abbiano liberato quote di capacità di rete che risultava soltanto prenotata e non sfruttata dai produttori al momento dell'emissione del preventivo oggetto di reclamo – persista la presenza di criticità per la connessione alle predette linee (per il superamento della corrente massima di guasto a terra della bobina di Petersen o per violazioni dei limiti stabiliti dal gestore per le variazioni lente della tensione, anche su una sola linea elettrica afferente alla semisbarra interessata dalla verifica), risulta confermata l'impossibilità di individuare soluzioni di connessioni più semplici rispetto a quella elaborata nel preventivo fornito che, pertanto, rappresentava la "soluzione tecnica minima di connessione" prescritta dal TICA.

Con la delibera 77/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alta Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 163531514", l'Autorità ha accertato che è legittimo il diniego del gestore ad accogliere una modifica del preventivo – che comporti un aumento della potenza in immissione rispetto a quella già accordata – basato sullo stato di saturazione della rete elettrica. Per individuare la soluzione tecnica minima di connessione relativa alla richiesta di allacciamento alla rete in media tensione di un impianto di produzione, il gestore utilizza un apposito software che simula il comportamento statico della rete di distribuzione tramite un suo modello. La decisione in parola ha, inoltre, osservato che rientra nei poteri istruttori dell'Autorità la verifica della correttezza delle simulazioni di rete – che hanno condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante – sia tramite richieste di nuove simulazioni basate su dati tecnici corretti, sia tramite l'analisi dei report relativi alle modalità operative adoperate dal gestore per valutare l'impatto dell'impianto di produzione sulla rete elettrica. L'Autorità ha altresì chiarito che, per pervenire a una valutazione tecnica diversa da quella che ha condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante, occorre che dalle risultanze dell'istruttoria tecnica emergano elementi che consentano di smentire,

con un apprezzabile margine di certezza, gli esiti delle simulazioni di rete effettuate dal gestore o eventuali criticità evidenziate dal gestore attinenti al mantenimento/superamento del "limite termico" sulla linea richiesta per la connessione.

Inoltre, nelle delibere 5/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, l'Autorità ha osservato che, alla luce del quadro regolatorio di cui all'art. 7, comma 3, lettere c), e) e j), del TICA, l'acquisizione dei permessi su proprietà privata e/o condominiale, laddove relativa a infrastrutture da realizzare nell'area di pertinenza del produttore, ricade nella sua competenza, anche se la disposizione normativa non richiede di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione, ai sensi dell'art. 16, comma 1, del TICA.

Ancora, nelle delibere 5/2020/E/eel, 77/2020/E/eel, 168/2020/E/eel, 225/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, l'Autorità non ha ritenuto fondata la richiesta del reclamante di vedersi riconosciuto il diritto all'indennizzo automatico di cui agli artt. 14 e 40 del TICA, in quanto, sulla base della documentazione acquisita nel corso del procedimento, non sono stati rilevati ritardi da parte del gestore nei tempi di risposta alle istanze del reclamante.

Infine, nelle delibere 26/2020/E/eel, 77/2020/E/eel, 168/2020/E/eel, 225/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, in relazione alla richiesta del reclamante di prescrivere al gestore di consentirgli l'accesso, ai sensi degli artt. 22 e seguenti della legge n. 241/1990, alla documentazione comprovante l'effettiva saturazione della rete al momento dell'emissione del preventivo, l'Autorità ha evidenziato che tale istanza, qualora non ancora soddisfatta, potrà eventualmente essere fatta valere nella competente sede giurisdizionale, non rientrando la questione nella propria sfera di attribuzione/competenza giustiziale.

Connessione a reti di distribuzione

Con la delibera 24 marzo 2020, 92/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VRD 13 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 178489493", l'Autorità ha rilevato che, qualora il richiedente si avvalga – ai fini del potenziamento di un impianto fotovoltaico – del procedimento autorizzativo unico (previsto dall'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387) e all'atto di accettazione del preventivo richieda al gestore di predisporre la documentazione necessaria da presentare nell'ambito del suddetto procedimento, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del TICA, il gestore ha l'obbligo di "*fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico*". Inoltre, su richiesta del richiedente la connessione, il gestore è tenuto a predisporre la documentazione da fornire nell'ambito del procedimento unico per autorizzare le parti relative alla rete elettrica, a fronte di un corrispettivo che è tenuto a determinare all'interno delle proprie Modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione. Qualora emerga che il reclamante si sia premurato di richiedere al gestore "*la documentazione necessaria per lo svolgimento dell'iter autorizzativo delle opere di rete per la connessione*" e lo abbia reiteratamente sollecitato in tal senso, può ritenersi che abbia assolto al proprio obbligo professionale di diligenza c.d. specifica *ex* art. 1176, comma 2, del codice civile. Può dirsi accertato *per tabulas* che il gestore non abbia correttamente adempiuto all'obbligo di predisporre tutta la documentazione necessaria da presentare nell'ambito del procedimento unico per il rilascio

dell'autorizzazione delle parti relative alla rete elettrica, previsto dal citato art. 9, comma 2, del TICA, qualora emerga che detta documentazione sia risultata idonea unicamente in merito al procedimento di *screening*, ma si sia rivelata incompleta ai fini dell'avvio dell'iter autorizzativo *ex* art. 12 del decreto legislativo n. 387/2003, stante la comunicazione di improcedibilità dell'istanza, da parte dell'ente competente, per carenze documentali riconducibili al gestore. L'Autorità ha, inoltre, stigmatizzato il comportamento del gestore che – dopo aver "*preso in carico la comunicazione di ARPAE riguardante la documentazione da integrare*" e avere effettivamente trasmesso al reclamante la documentazione mancante per l'avvio del procedimento unico – abbia però precluso a quest'ultimo la possibilità di riavviare il procedimento autorizzativo, avendo annullato la pratica pochi giorni dopo. A fronte di tale condotta del gestore, *ex* art. 9, comma 11, del TICA, è stata ritenuta, pertanto, fondata la richiesta di restituzione del corrispettivo per la connessione, *id est* 30% del corrispettivo di connessione (versato dal reclamante all'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali) e del corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti per la predisposizione della documentazione autorizzativa. L'Autorità non ha invece ritenuto dovuta la restituzione, da parte del gestore, del residuo importo relativo al corrispettivo versato per l'ottenimento del preventivo, ai sensi dell'art. 6, comma 6, del TICA, trattandosi di voce determinata, a livello regolatorio, in un importo forfetario previsto a copertura dei costi che il gestore deve sostenere per la predisposizione del preventivo di connessione. E invero, poiché nel caso di specie il preventivo è stato emesso dal gestore – sostenendone i relativi costi amministrativi –, in assenza di una espressa previsione regolatoria non può essere prescritta la restituzione al reclamante del corrispettivo. Infine, per quanto riguarda la richiesta di risarcimento di danni avanzata dal reclamante, l'Autorità ha ritenuto che tale istanza potrà eventualmente essere fatta valere nella competente sede giurisdizionale, non rientrando la questione nella propria sfera di attribuzione/competenza giustiziale.

Con la delibera 28 luglio 2020, 286/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da STA Engineering S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 219227795", l'Autorità ha chiarito che nessuna disposizione del TICA prevede un divieto assoluto di presentare una richiesta di modifica del preventivo per apportare correzioni al valore della potenza in immissione richiesta, anche qualora le correzioni rientrino nei limiti di variazione di tale valore, indicati dall'art. 40, comma 7, lettera a), del TICA medesimo. Infatti, come previsto dall'art. 7, comma 5, del TICA, il gestore ha, comunque, la facoltà di rifiutare la richiesta di modifica del preventivo – *rectius*, di emettere formalmente un nuovo preventivo modificato – evidenziandone le motivazioni. In tale ottica, è legittimo il rifiuto del gestore di emettere un nuovo preventivo, a fronte di una richiesta di correzione – al valore della potenza in immissione già richiesta – rientrante nei limiti di variazione di detto valore, indicati dal citato art. 40, comma 7, lettera a). Ad avviso dell'Autorità risponde, peraltro, al canone della diligenza c.d. specifica, di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, la scelta del gestore di prevedere una nuova scadenza per l'accettazione del primo preventivo, nel dubbio che "*la comunicazione di modifica del preventivo potrebbe aver ingenerato nella reclamante la convinzione di ottenere un nuovo preventivo*".

Con la delibera 20 ottobre 2020, 386/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Agebas S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che, in relazione al periodo in cui la voltura di una pratica di connessione non era disciplinata direttamente dal TICA *pro tempore* vigente e trovavano applicazione le disposizioni previste dalle singole imprese distributrici all'interno delle proprie Modalità e condizioni contrattuali (MCC), allorquando la comunicazione di voltura di una pratica conteneva tutti gli elementi previsti dalle MCC predisposte dal gestore, quest'ultimo era tenuto a prendere atto della voltura e a riferirsi al soggetto subentrato per tutte le questioni relative alla gestione della pratica di connessione trasferita. Le MCC del gestore *ratione*

temporis applicabili al caso di specie non prevedevano, tra i requisiti necessari alla voltura della pratica di connessione, la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà relativa alla disponibilità del sito di ubicazione dell'impianto di produzione, bensì unicamente che vi fosse il consenso scritto del precedente titolare della pratica di connessione e che il soggetto che subentrava nel rapporto accettasse le condizioni generali del contratto di connessione e del contratto di misura e inviasse il regolamento di esercizio firmato e aggiornato in ogni sua parte. Alla luce di quanto illustrato, l'Autorità, avendo accertato l'avvenuto rispetto delle suddette condizioni previste dalle richiamate MCC, ha ritenuto che la mancanza della dichiarazione sostitutiva non potesse costituire condizione ostativa al perfezionamento della voltura del preventivo. Ne consegue che illegittimamente il gestore non ha ritenuto valida la richiesta di voltura oggetto del reclamo e quindi non l'ha registrata dal momento del ricevimento.

Con la delibera 27 ottobre 2020, 403/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Econtaminazioni S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 191708741", l'Autorità ha rilevato preliminarmente che, nel caso di connessioni in media tensione, l'art. 9, comma 3, del TICA, prevede che, entro 90 giorni lavorativi dalla data in cui è stato accettato il preventivo, il richiedente – qualora si sia avvalso, in sede di accettazione del preventivo, della facoltà di realizzare in proprio l'impianto di rete e di curare tutti gli adempimenti connessi alle relative procedure autorizzative – debba presentare alle autorità competenti la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto definitivo dell'impianto validato dal gestore. L'Autorità ha, inoltre, chiarito che, qualora dalla dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà resa dal reclamante risulti che lo stesso abbia trasmesso il progetto definitivo dell'impianto di rete al gestore, tramite la sezione "Altre comunicazioni" del portale informatico, oltre il citato termine decadenziale, al fine di ottenerne la validazione, consegue che, indipendentemente dai problemi di funzionamento del "Portale produttori" lamentati dal reclamante, risulta accertato il mancato rispetto della scadenza prevista dalla regolazione ai fini dell'avvio dell'iter autorizzativo. È, quindi, corretto il conseguente annullamento della pratica di connessione da parte del gestore, essendo decaduto il relativo preventivo.

Con la delibera 24 novembre 2020, 496/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Helios S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 231928202", l'Autorità ha accertato che correttamente il gestore ha richiesto al reclamante alcune integrazioni alla domanda di connessione, poiché questa non conteneva le informazioni prescritte (nel caso di specie: il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione era differente da quello indicato nello schema elettrico unifilare; in quest'ultimo non erano indicati l'ubicazione dell'impianto di produzione e i dati del committente; la documentazione antimafia non era completa). Infatti, l'art. 6, comma 3 del TICA prevede che, nella richiesta di connessione, il richiedente comunichi al gestore diverse informazioni e fornisca diversi documenti utili alla predisposizione del preventivo per la connessione, mentre l'art. 1, comma 1, lettera ll), sancisce che il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni prescritte dal TICA, e la data effettiva di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Inoltre, l'Autorità ha ritenuto che non sia censurabile, sotto il profilo regolatorio, il fatto che il gestore abbia richiesto al reclamante le integrazioni necessarie decorsi 42 giorni lavorativi dalla presentazione della richiesta di connessione (e quindi a 18 giorni lavorativi dalla potenziale data di scadenza per la messa a disposizione del preventivo). Invero, nonostante l'art. 7, comma 1, del TICA, preveda che "*Qualora le richieste di cui ai commi 6.1 o 6.2 non siano corredate da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, il gestore di rete ne dà tempestivamente comunicazione al richiedente*", la suddetta circostanza temporale – seppur valutabile certamente sotto il profilo dell'efficienza aziendale – non configura, di

per sé, una violazione della regolazione, atteso che, ai sensi del combinato disposto dell'art. 7, comma 1 e dell'art. 1, comma 1, lettera ll), del TICA, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW, il gestore dispone di 60 giorni lavorativi per mettere a disposizione del richiedente il preventivo di connessione e tale termine decorre da quando il gestore riceve tutta la documentazione completa relativa alla richiesta di connessione. Tuttavia l'Autorità, rilevata l'opportunità che il gestore provveda a una soluzione generale e organica della problematica oggetto della decisione, ha raccomandato al medesimo gestore di analizzare la completezza delle domande di connessione – sia relative a nuove connessioni, sia di adeguamento di connessioni esistenti – nel più breve tempo possibile, così da poter tempestivamente comunicare al richiedente le eventuali integrazioni necessarie, come previsto dall'art. 7, comma 1, del TICA, anche al fine di evitare il reiterato e non risolutivo ricorso alla procedura giustiziale.

Servizio di misura

Con la delibera 28 gennaio 2020, 11/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alperia Smart Services S.r.l. nei confronti di Terna S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, osservato che, ai sensi dell'art. 4, comma 4 del TIME[16] vigente nel 2016, fino al 31 dicembre 2016 le attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo allacciati alla Rete di trasmissione nazionale (RTN) ricadevano nella responsabilità del distributore; di contro, dal 1° gennaio 2017, ai sensi dell'art. 6, comma 4 del TIME (nella versione *ratione temporis* applicabile alla controversia *de qua*), la responsabilità delle operazioni di gestione dei dati di misura, nonché di natura commerciale, per i suddetti punti di connessione è passata in capo al gestore della RTN (ovvero Terna). Sulla base di tali premesse, l'Autorità ha chiarito che, anche qualora si accerti l'inadempienza del soggetto responsabile del servizio di misura, per ritenere fondata l'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento *ex* art. 40 della delibera 9 giugno 2006, 111/06, occorre valutare se e in che misura detta inadempienza (nel caso di specie il mancato aggiornamento dell'algoritmo di misura) abbia realmente vincolato il reclamante a commettere errori nella programmazione dell'energia elettrica prelevata: ciò in quanto, come riconosciuto anche dalla giurisprudenza consolidata, "*il servizio di dispacciamento e, in particolare, la disciplina degli sbilanciamenti di cui agli artt. 39 e 40 della deliberazione n. 111 del 9 giugno 2006 hanno l'obiettivo principale di fornire agli utenti del dispacciamento un adeguato incentivo ad una corretta programmazione delle quantità di energia elettrica in immissione e in prelievo, e ciò nel rispetto dei principi di diligenza, perizia e prudenza posti a presidio del sistema elettrico*" (Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. II, 4 aprile 2018, n. 918). L'Autorità ha, inoltre, evidenziato che la società reclamante, quale operatore professionale esercente l'attività di vendita di energia elettrica, è tenuta, al pari del gestore, a operare con la diligenza c.d. specifica di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, ricordando che ai sensi dell'art. 14, comma 6, della delibera 111/06 "*gli utenti del dispacciamento delle unità fisiche di produzione e consumo sono tenuti a definire ... programmi di immissione e prelievo utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica* [effettivamente prodotti dalle medesime unità]*, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza*", e che, inoltre, "*la definizione di programmi di immissione e prelievo secondo i suddetti principi costituisce una norma di comportamento di rilevante importanza per ciascun utente*" (delibera 23 ottobre 2014, 552/2014/R/eel); ciò al fine di "*assicurare che la quantità di energia elettrica immessa in rete istante per istante sia corrispondente alle quantità prelevate*" (così si esprime giurisprudenza consolidata; *ex multis*, si veda il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sez. II, 5 aprile 2019, n. 761).

16 Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (o, semplicemente, Testo integrato misura elettrica), allegato B alla delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

Con la delibera 11 febbraio 2020, 31/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Guzzo Giuseppe nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo ad un impianto fotovoltaico connesso con la rete tramite il POD IT001E916020945", l'Autorità ha chiarito che qualora, a seguito di un sopralluogo congiunto di tecnici del gestore e del produttore, sia accertata la presenza di un errore di cablaggio a livello del misuratore dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico – che ha determinato un'errata lettura delle misure di produzione da parte del gestore e, conseguentemente, una non corretta trasmissione di tali letture al GSE –, occorre verificare se il gestore, in qualità di responsabile della rilevazione dei dati di misura ai sensi dell'art. 6, comma 2, del TIME, abbia trasmesso correttamente al GSE i dati di lettura dell'energia elettrica prodotta con riferimento al periodo antecedente al sopralluogo, consentendo così a quest'ultimo di saldare eventualmente gli importi dovuti al reclamante, ai sensi delle convenzioni in Conto energia e del servizio "Scambio sul posto", sulla base delle nuove misure ricevute. A tale scopo occorre, quindi, verificare la correttezza dei flussi di dati inviati dal gestore al GSE (ai sensi dell'art. 24, comma 1, del medesimo TIME) a rettifica delle precedenti misure della produzione. Infine, l'Autorità ha rilevato che qualora risulti che i kWh trasmessi dal gestore al GSE rappresentino un valore molto simile a quello ricavabile da una lettura effettuata dal reclamante sul contatore di produzione (indicata nei propri scritti difensivi) – e i dati di misura della produzione dell'impianto *de quo* si siano rivelati coerenti con la potenza nominale di quest'ultimo – non può accogliersi la richiesta di ulteriori rettifiche, non emergendo significativi scostamenti tra le due rilevazioni, tali da far ritenere ragionevolmente non corrette le misure inviate a rettifica dal gestore.

Con la delibera 28 aprile 2020, 141/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, osservato che l'emissione della fattura di rettifica da parte del distributore è prevista per tassative casistiche contemplate dal paragrafo 3.4 dell'allegato C ("Fatturazione e pagamenti") del Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica – tra le quali non rientra la ricostruzione dei consumi effettuata in sede giudiziaria – e presuppone la previa messa a disposizione, da parte del gestore, dei dati di misura rettificati ai sensi del TIME. L'Autorità, inoltre, ha accertato che correttamente il gestore non ha dato luogo – come invece richiesto dal reclamante – ad alcuna rettifica tardiva (ed emesso, quindi, note di rettifica) e non ha comunicato a Terna la rettifica di dati di misura attinenti a un arco temporale di oltre 61 mesi prima. Infatti, l'art. 23, comma 9, del TIME prevede che la messa a disposizione dei dati di misura rettificati da parte del gestore avvenga rispetto a dati precedentemente comunicati dallo stesso gestore non oltre il sessantunesimo mese precedente.

Third Party Access (TPA)

Con la delibera 4 agosto 2020, 304/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da EEMS Italia S.p.A. nei confronti di Areti S.p.A.", l'Autorità ha accertato la legittimità del rifiuto opposto dal gestore alla richiesta di accesso alla rete di distribuzione formulata dalla società reclamante, riconducibile allo stesso gruppo societario – di cui fa parte una società che ha maturato nei confronti del medesimo gestore ingenti morosità relative al mancato pagamento di corrispettivi di trasporto e oneri generali di sistema – rispetto al quale, dalla complessiva architettura societaria, si desume la sussistenza di un "unico centro decisionale". L'Autorità ha ritenuto la citata richiesta strumentale e dunque finalizzata a consentire l'accesso alla rete di distribuzione, e quindi al mercato della vendita di energia elettrica, non tanto alla sola società reclamante, quanto al gruppo societario, senza però estinguere le citate pregresse inadempienze che avevano determinato la risoluzione del precedente contratto di trasporto. L'Autorità ha osservato che l'obbligo di contrarre del monopolista, previsto dall'art. 2597 del codice

civile, non può trasmodare nell'obbligo di esporsi a erogazioni destinate a rimanere senza corrispettivo, poiché ciò determinerebbe un *vulnus* anche al "servizio pubblico" (e agli interessi di natura pubblicistica a esso sottesi). La regolazione dell'Autorità, in tema di trasporto di energia, non disciplina in modo puntuale e dettagliato le modalità e i tempi per addivenire alla conclusione del relativo contratto tra gestore di rete e richiedente, per cui il gestore di rete ha ampia discrezionalità – nel rispetto del contesto normativo di riferimento – per valutare la sussistenza dei presupposti, di fatto e di diritto, per addivenire alla sottoscrizione dell'accordo, osservando le regole civilistiche di condotta che presiedono alla formazione del vincolo contrattuale. Tra le menzionate regole civilistiche risiede il principio generale di buona fede e correttezza, *ex* artt. 1337 e 1338 del codice civile, da cui, tra l'altro, deriva un generale (e peraltro reciproco) dovere di chiarezza e completezza informativa. Nel caso in esame, la concreta condotta "precontrattuale" del gestore è risultata conforme al citato parametro generale, oltre a rispecchiare la sua prassi contrattuale aziendale; infatti, appare ragionevole che il gestore di una pubblica infrastruttura energetica, in considerazione degli obblighi e delle responsabilità su di lui gravanti, prima di consentire l'accesso alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, effettui le necessarie verifiche preliminari al fine di ricevere un quadro informativo quanto più completo ed esaustivo possibile in merito agli assetti societari e alla solidità patrimoniale, economica e societaria del richiedente l'accesso. Ciò anche in considerazione delle ricadute "sistemiche" – e quindi sui clienti finali – dell'inadempimento, da parte dell'utente di trasporto, di una delle obbligazioni derivanti dalla conclusione del citato contratto; nel caso in esame, la verifica è stata ritenuta ancora più doverosa in considerazione sia della significativa esposizione debitoria maturata dalla società facente parte del "centro unico decisionale", sia del fatto che altra società del medesimo gruppo societario – che in precedenza aveva chiesto l'accesso al gestore – si era rivelata parte di "un unico centro di imputazione" riconducibile alla suddetta società morosa. È, quindi, ragionevole e non pretestuosa o arbitraria l'esigenza del gestore di verificare, prima di concludere il contratto di trasporto di energia, che il richiedente non presenti analoghi rapporti di riconducibilità ed eterodirezione delle proprie decisioni.

Distribuzione

Con la delibera 24 novembre 2020, 482/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Pitagora S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha in via preliminare evidenziato che le istanze di natura risarcitoria non rientrano nella potestà cognitiva propria della funzione giustiziale (e, più in generale, nelle funzioni istituzionali alla stessa attribuite), in base alla legislazione primaria vigente, ferma restando la facoltà per l'interessato di far valere le proprie richieste nella competente sede giurisdizionale, ove si ritenga danneggiato dalla condotta del gestore. Nel merito della controversia, l'Autorità, in primo luogo, non ha rilevato criticità nel fatto che il distributore non aveva avuto immediata evidenza di un guasto – consistente nell'interruzione di una fase del sistema trifase in alta tensione della Rete di trasmissione nazionale –, non essendo prescritti dalla regolazione vigente, in coerenza con la tipologia del guasto occorso, interventi delle protezioni con conseguenti allarmi (come indicato anche nel Codice di rete di Terna, punto 18.3.5.2 e nella norma CEI 0-16, punto 5.1.2.2) e tenuto conto, altresì, del fatto che il guasto non aveva causato un'interruzione della continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, in quanto non vi era stata la riduzione della tensione al di sotto del 5% della tensione di riferimento su tutte le fasi (come prescritto dalla norma CEI EN 50160, punto 3.19, nota 6 e dal TIQE[17], comma 1.1, lettera s). Correttamente, invece, il sistema di telecontrollo ha rilevato i dati e le informazioni per la ricostruzione del guasto – con particolare riferimento alle interruzioni e agli eventi di mancanza di tensione nel punto di

17 Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, allegato A alla delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

interconnessione con la RTN (in linea con le prescrizioni di cui alla norma CEI EN 50160, punto 3.19, nota 6 e del TIQE) –, non essendo previsti dalla regolazione ulteriori obblighi di telecontrollo. Pertanto, non è censurabile il fatto che il sistema di telecontrollo del distributore non abbia prodotto allarmi nel momento del guasto (avendo invece registrato le informazioni relative al calo di livello di tensione da questo derivante) e che, quindi, lo stesso distributore si sia recato presso la cabina primaria (CP) dopo l'invito di Terna. La decisione ha, inoltre, chiarito che, in tema di attività di manutenzione della rete elettrica, non essendovi disposizioni regolatorie che impongono al gestore specifici obblighi al riguardo, valgono le procedure di manutenzione di cui il distributore si dota nell'ambito della propria autonomia, il cui rispetto può (*rectius*: deve) essere verificato attraverso la relativa documentazione di avvenuto svolgimento. Perciò, qualora il distributore comprovi di avere adempiuto alle disposizioni interne disciplinanti tempi e modi per la manutenzione, il monitoraggio o la verifica degli impianti in alta tensione delle cabine primarie (con particolare riferimento agli impianti della cabina primaria interessati dal guasto), e la documentazione fornita (specialmente relativa alle ispezioni generali e termografiche) non riporti criticità di funzionamento in relazione al componente sede del guasto, l'Autorità non può che prenderne atto, in assenza di documentate allegazioni contrarie del reclamante. Infine, l'Autorità ha rilevato che la previsione di un regolamento di esercizio, che preveda l'obbligo di assicurare un fuori servizio del collegamento verso la CP di cinque giorni ogni tot anni per consentire al distributore (e al gestore della RTN) di effettuare i controlli tecnici degli impianti in alta tensione, comporta rispettivamente l'obbligo per il produttore e la facoltà per il distributore di fermare gli impianti per cinque giorni ogni quattro anni, laddove si rendano imprescindibili interventi di manutenzione per la cui esecuzione sia necessario tale fermo; non implica, invece, che ogni quattro anni debba essere svolta attività di manutenzione che imponga necessariamente il fermo degli impianti.

Con la delibera 15 dicembre 2020, 538/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da C.E.SI. – Cesa Eolo Sicilia S.r.l. nei confronti di Terna S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, chiarito che non possono configurarsi in radice – e quindi essere imputate al gestore della Rete di trasmissione nazionale (Terna) – violazioni degli standard di qualità contenuti nella delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, in quanto i relativi livelli specifici (e indennizzi) da essa previsti sono applicabili unicamente ai clienti finali connessi in AAT e AT e non anche ai produttori (categoria cui appartiene il reclamante). Sebbene Terna, quale gestore del funzionamento sicuro e affidabile del sistema elettrico nazionale, abbia l'obbligo di effettuare le attività di manutenzione della RTN al fine di ridurre, per quanto possibile, i guasti ivi presenti e le conseguenti disalimentazioni degli utenti connessi, né il decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010 (secondo cui Terna deve garantire sia i necessari interventi di manutenzione della RTN, sia l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio erogato dal gestore), né il Codice di rete recano disposizioni tecniche dettagliate circa tempi e modi per l'effettuazione delle predette attività di manutenzione, bensì semplicemente criteri generali che devono guidare l'azione del gestore nello svolgimento dei propri compiti. Pertanto, ad avviso dell'Autorità, la valutazione della correttezza della condotta di Terna – in relazione alle attività di manutenzione poste in essere – non può che avvenire esaminando le circostanze del caso concreto in esame, alla luce dei predetti criteri generali. L'Autorità ha, quindi, ritenuto che, qualora sia pacifico che la realizzazione di una linea elettrica (nel caso in AT) sia conforme alle disposizioni tecniche e normative vigenti di cui al decreto del Ministero dei lavori pubblici 21 marzo 1988 – e rispetti le distanze, previste dallo stesso DM, dalle altre linee localizzate nell'area –, risponde ai citati criteri generali in materia di manutenzione il fatto che gli interventi tecnici posti in essere da Terna per rimuovere la causa dei guasti avvenuti in condizioni di forte ventosità (in assenza di esperienze pregresse di situazioni simili) siano stati effettuati sulla base delle evidenze disponibili al momento in cui tali interventi si sono resi necessari di volta in volta. Nel caso in esame, invero, è risultato che sono state implementate in successione – e in tempi oggettivamente ravvicinati rispetto all'insorgere dei guasti – differenti soluzioni tecniche che, in linea teorica,

avrebbero potuto risolvere definitivamente il problema occorso e che, comunque, in concreto hanno funzionato allo scopo per periodi non certo irrilevanti. L'Autorità ha, quindi, accertato che la condotta di Terna, attraverso interventi per gradi di complessità crescente e verificando "sul campo" l'esito dei singoli interventi (nel caso di specie resisi necessari in seguito a eventi meteorologici significativamente critici), con modalità tali da garantire – per quanto possibile e tenendo conto delle peculiari condizioni di rete – la sicurezza di funzionamento della rete stessa, è conforme alla normativa vigente, che richiede in particolare di operare in modo efficace e affidabile.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 560/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che l'art. 4, comma 3 del TIV[18] deve essere interpretato, in linea di continuità con quanto indicato nella delibera 10 settembre 2019, 367/2019/E/eel, nel senso che tutti i punti di prelievo di clienti finali, diversi da quelli aventi diritto al regime di maggior tutela – che si trovano senza un fornitore sul mercato libero, indipendentemente dalla causa – devono essere assegnati al contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, anche nell'ipotesi in cui detti prelievi siano stati effettuati irregolarmente da un cliente finale. Tuttavia, la regolazione disciplinante la procedura di attivazione dei servizi di ultima istanza prevede, altresì, che l'esercente sia messo nelle condizioni di poter svolgere il proprio ruolo di fornitore di ultima istanza e, quindi, oltre a dover onorare le fatture di trasporto e di dispacciamento emesse a suo carico, deve poter emettere a sua volta una fattura per la fornitura di energia elettrica a carico del soggetto responsabile dei prelievi dalla rete. A tal fine, l'Autorità ha evidenziato che sono previsti specifici obblighi informativi (che si sono evoluti nel tempo) in capo all'impresa distributrice, la quale – e questo fin da prima della definizione dello specifico flusso informativo introdotto dalla delibera 2 aprile 2019, 119/2019/R/eel – è tenuta a mettere a disposizione dell'esercente la salvaguardia, tra i molti dati previsti nei casi di "ordinarie" attivazioni del servizio, solo quelli necessari e sufficienti a consentire allo stesso di emettere le fatture nei confronti dei clienti finali individuati come responsabili dei prelievi irregolari dal gestore. Tali dati sono riassumibili (in base al quadro regolatorio di riferimento temporale) in nominativo/ragione sociale, codice fiscale/partita IVA e indirizzo/sede sociale del cliente finale. Pertanto, in applicazione di dette previsioni, l'Autorità ha ritenuto censurabile la condotta del gestore in relazione, innanzitutto, a un'attivazione per cui l'impresa distributrice non ha messo a disposizione del reclamante, quale esercente la salvaguardia, tutti i dati necessari per la fatturazione nei confronti del soggetto indicato come cliente dei prelievi irregolari (nella specie, era stato inserito nel verbale di verifica, inviato al reclamante, un numero di partita IVA/codice fiscale non corrispondente alla persona fisica indicata come cliente dei prelievi irregolari, bensì a una società, fornendo copia della relativa visura camerale). Inoltre, l'art. 10, comma 11, del TICA prevede che – ai fini dell'attivazione della connessione in BT o MT degli impianti di produzione – debba essere stato sottoscritto il contratto di fornitura dell'energia elettrica con riferimento ai prelievi relativi ai servizi ausiliari di generazione e che il gestore inserisca il punto di prelievo per l'alimentazione dei servizi ausiliari nel contratto di dispacciamento dell'esercente il servizio di ultima istanza *"in assenza di un contratto già siglato"* (nel TICA, infatti, non esiste alcuna disposizione che vincoli il prelievo dei servizi ausiliari da un punto di connessione diverso da quello di immissione *"alla condizione che i due punti di connessione siano intestati allo stesso soggetto"*). Tenuto conto del fatto che i misuratori posizionati sui punti di connessione degli impianti fotovoltaici possono rilevare nel tempo modesti prelievi con un valore tale da *"non poter essere attribuito ad un'utenza, risultando, invece, verosimilmente dovuto alle perdite a vuoto dei circuiti di connessione"*, l'Autorità, in linea con la precedente decisione assunta con la delibera 6 agosto 2015, 410/2015/E/eel, ha ritenuto censurabile la condotta del gestore anche con riferimento all'illegittimo inserimento, nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, di POD (*Point of Delivery*, ovvero punti di prelievo) associati

18 Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza, sia nella versione previgente la riforma effettuata con la delibera 28 aprile 2016, 208/2016/R/eel, sia nella versione attuale.

unicamente a prelievi di energia elettrica dovuti ad autoconsumo "a vuoto" del trasformatore collegato a un impianto fotovoltaico, per i quali risulti (come acclarato per alcuni POD nel caso in esame) sottoscritto apposito contratto di fornitura dell'energia elettrica, tramite altro POD per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, le decisioni adottate dall'Autorità in merito ai reclami presentati dai soggetti regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Allocazione dei volumi

Con la delibera 1° aprile 2020, 104/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Spigas S.r.l. (anche per conto di *omissis*) nei confronti di Snam Rete Gas S.p.A. e *omissis*", l'Autorità ha chiarito che i corrispettivi di scostamento sono stati introdotti dalla regolazione con l'obiettivo di incentivare gli utenti a richiedere il conferimento di capacità di trasporto in misura coerente con i prelievi effettivi e – diversamente dai corrispettivi di disequilibrio – sono determinati in via amministrativa e non sono correlati ad alcun costo sostenuto dal sistema. In virtù della suddetta *ratio*, l'art. 17, comma 12, della delibera 17 luglio 2002, 137/02, prevede espressamente delle casistiche di esenzione, rispetto all'applicazione dei corrispettivi di scostamento, connesse alla sussistenza di specifiche ragioni riguardanti, per esempio, esigenze di sicurezza o di potenziamento del sistema. La decisione ha ritenuto che, in base alla regolazione applicabile *ratione temporis* ai fatti oggetto del reclamo, non rientrava tra le cause tassative di esenzione di cui al citato art. 17, comma 12, il superamento della capacità di trasporto conferita al momento della programmazione, a seguito dell'allocazione in sede di bilanciamento (dal responsabile del bilanciamento) del gas misurato a valle della cabina Remi (cabina di riduzione e misura), e quindi sulla rete di distribuzione, e comprensivo anche della quantità di gas fuoriuscito a causa di una perdita prodotta da foratura sulla condotta della rete di distribuzione a opera di terzi. Pertanto, stante la tassatività delle cause di esenzione dell'applicazione dei corrispettivi di scostamento, l'Autorità ha ritenuto che non può trovare accoglimento la richiesta di applicazione in via analogica, al caso di specie, del paragrafo 3.2.2 del Capitolo 9 del Codice di rete di Snam Rete Gas, che dispone: "*Il verificarsi di una perdita di gas su un tratto di rete 'dedicato' – ovvero prossimo ad uno o più Punti di Riconsegna – può comportare l'impossibilità da parte dell'Utente di ritirare il quantitativo di gas programmato. Per evitare che tale situazione si ripercuota sul bilancio dell'Utente attraverso un disequilibrio non motivato dal comportamento dell'Utente stesso, il Trasportatore provvederà ad indicare nel bilancio dell'Utente, congiuntamente al gas prelevato, un termine relativo al gas perduto (GP_K)*". Inoltre, la decisione ha ritenuto che, nel caso in esame, l'applicazione dei corrispettivi di scostamento non può essere esclusa né ai sensi della disciplina propria delle obbligazioni civili, né in base ai principi della legge 24 novembre 1981, n. 689, trattandosi di disposizioni inconferenti con la natura di detti corrispettivi.

CAPITOLO 10

Distribuzione

Con la delibera 14 aprile 2020, 126/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Sima Energia S.p.A. nei confronti di Toscana Energia S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che, al fine di verificare la sussistenza o meno dell'obbligo del gestore di corrispondere indennizzi automatici – in relazione alla gestione di una revoca di richiesta di chiusura di un punto di riconsegna (PdR) –, è necessario preliminarmente stabilire se il PdR in questione sia qualificabile come "telegestito" o come "non telegestito", – dal momento che il TIMG[19] prevede in capo al gestore regole diverse a seconda delle predette fattispecie – e, in seguito, accertare la corretta ottemperanza, da parte del medesimo gestore, ai relativi obblighi prestazionali imposti dal TIMG. Nella fattispecie in esame, visto che il PdR in questione era "non telegestito" e la revoca della richiesta della sua chiusura era pervenuta entro il termine previsto dall'art. 5, comma 9, del TIMG (oltre che con le modalità indicate dal paragrafo 4.13.4 della determina del Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia 17 luglio 2019, 6/2019 – DMRT), il gestore avrebbe dovuto annullare la richiesta di chiusura e restituire un'ammissibilità negativa, con causale di inammissibilità "Revoca accettata". Poiché il gestore non ha gestito la revoca di chiusura del PdR in conformità ai suddetti obblighi, risulta violato l'art. 5, comma 9, del TIMG (così come il paragrafo 4.13.4 della determina 6/2019 – DMRT), a nulla rilevando le circostanze giustificative prodotte dal gestore, con riferimento al funzionamento del proprio portale (come già evidenziato anche nella decisione giustiziale dell'Autorità assunta con delibera 24 ottobre 2019, 403/2019/E/eel). Invero, stante il carattere strumentale e servente del portale informatico del gestore rispetto allo scambio dei flussi informativi necessari (nel caso di specie) alla gestione della revoca della richiesta di chiusura, eventuali problematiche e/o implementazioni di tipo tecnico riguardanti le modalità di funzionamento del sistema ricadono sul soggetto che l'ha predisposto e lo gestisce e non possono incidere sull'ordinato svolgimento dei rapporti tra il gestore e gli utenti del portale, come risultanti dall'applicazione della regolazione (principio di carattere generale espresso da costante giurisprudenza: si vedano, *ex multis*, Consiglio di Stato sez. I, parere n. 220/2020; sez. III, n. 86/2020; n. 481/2013; TAR Lombardia, Milano, sez. I, n. 40/2019; TAR Lazio, Roma, sez. III-*quater*, n. 11022/2019; TAR Puglia, Lecce, sez. II, n. 977/2019). Infine, l'Autorità ha evidenziato che la regolazione vigente non prevede alcun indennizzo automatico a favore del reclamante (né del relativo cliente finale) come conseguenza della violazione del citato art. 5, comma 9, del TIMG.

Con la delibera 15 settembre 2020, 333/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da 4G Energia S.r.l. nei confronti di Metagas S.r.l.", l'Autorità ha rilevato che, qualora una richiesta di *switching* risulti completa e corretta – essendo stata processata dal Sistema informativo integrato e avendo, quindi, superato la preliminare verifica di ammissibilità effettuata dallo stesso SII – viola l'allegato C alla delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com, *ratione temporis* applicabile, il gestore che, pur avendo rilevato il dato di misura presso il punto di riconsegna nel rispetto delle tempistiche previste dalla richiamata disciplina regolatoria, non abbia provveduto a mettere a disposizione del SII anche la suddetta misura, nel rispetto delle tempistiche indicate dalla menzionata regolazione. Le prestazioni relative ad attivazione, disattivazione e riattivazione della fornitura – per quanto concerne le modalità di trasmissione dei flussi informativi – sono soggette alla delibera 18 dicembre 2006, 294/06, e all'allegato A alla determina 6/2019 – DMRT (*ratione temporis* applicabili), che definiscono il flusso di comunicazione e i contenuti minimi indispensabili a garantire la correttezza degli scambi informativi volti a richiedere e a ottenere le prestazioni e identificano nel dettaglio i dati minimi da scambiare per ciascuna delle suddette prestazioni. Affinché possano vagliarsi presunte violazioni della suddetta regolazione da parte del gestore, occorre che il richiedente abbia prima rispettato, nell'invio delle richieste al gestore tramite PEC, le previsioni regolatorie in

19 Testo integrato morosità gas, allegato alla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11.

materia di contenuti minimi dei flussi informativi previsti e delle modalità di trasmissione tramite PEC. Ad avviso dell'Autorità è, inoltre, censurabile la condotta del gestore che – anche in ragione dell'obbligo di svolgere la propria attività professionale in coerenza con il canone di diligenza "qualificata" *ex* art. 1176, comma 2, del codice civile – non abbia messo a disposizione del reclamante uno strumento di comunicazione per la trasmissione delle informazioni con il venditore, di cui all'allegato A alla delibera 294/06, entro il termine del 1° aprile 2010 previsto per i distributori con meno di 100.000 clienti finali. Infine, la decisione in commento ha evidenziato che la regolazione vigente non prevede alcun indennizzo automatico a favore del reclamante come conseguenza delle suddette violazioni.

Questioni procedurali

Con la delibera 1° aprile 2020, 104/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Spigas S.r.l. (anche per conto di *omissis*) nei confronti di Snam Rete Gas S.p.A. e *omissis*", l'Autorità ha respinto l'eccezione di carenza di legittimazione passiva sollevata dalla società *omissis* per non essere un gestore di infrastruttura. A tal proposito, l'Autorità ha osservato che il reclamo risulta essere indirizzato anche a *omissis* e che nella vicenda in esame ricorrono (e, quindi, entrano in valutazione) sia elementi di fatto che adempimenti regolatori rientranti nella competenza di *omissis*, tra cui – oltre alle operazioni di intervento, messa in sicurezza e ripristino del servizio – certamente gli obblighi previsti per il calcolo del volume di allocazione in relazione ai quali *omissis* stessa ha rivendicato *"il rispetto delle indicazioni presenti nel TISG in vigore, come da articolo 9, comma 1 della del. ARERA n. 229/2012 e s.m.i."*. Conseguentemente, ad avviso dell'Autorità, tali ragioni giustificano il coinvolgimento di *omissis* come parte nel procedimento, anche a tutela della stessa *omissis*, in virtù del generale principio di garanzia del diritto di difesa e al contraddittorio che caratterizza anche le procedure giustiziali (si veda nel merito la sentenza del TAR Lombardia, sez. II, n. 1372/2017).

Con la delibera 28 aprile 2020, 141/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha disatteso l'istanza di archiviazione del reclamo formulata dal gestore *ex* art. 3, comma 9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com (Disciplina per la trattazione dei reclami) – il quale prevede che il reclamo debba essere archiviato, tra l'altro, *"nel caso in cui per la fattispecie oggetto dell'istanza ... sia stato presentato ricorso innanzi all'autorità giudiziaria"* –, in quanto la fattispecie oggetto della decisione sarebbe stata già oggetto di un giudizio civile pendente innanzi al Tribunale di Milano. Al riguardo la decisione, dopo aver ricordato che la richiamata disposizione mira a evitare che l'autorità giudiziaria e ARERA – nell'esercizio delle funzioni di rispettiva competenza (giurisdizionale e giustiziale) – si pronuncino, *"anche se in sedi diverse"*, sulla medesima fattispecie controversa, *"con possibili contrasti"* (si veda Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza n. 4220/2019), ha osservato che la *"medesima fattispecie"* che viene in considerazione ai sensi e per gli effetti dell'art. 3, comma 9, della Disciplina, presuppone, tra l'altro, che vi sia identità di *petitum* sostanziale tra reclamo e ricorso. Perciò, poiché nella fattispecie dedotta in sede giustiziale è stata chiesta la condanna del gestore a un *facere* che non è stato oggetto anche del giudizio civile, tra le richiamate fattispecie (civile e giustiziale) non ricorre la necessaria coincidenza del *petitum* richiesta per l'archiviazione del reclamo, dall'art. 3, comma 9, della Disciplina.

Con la delibera 4 agosto 2020, 304/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da EEMS Italia S.p.A. nei confronti di Areti S.p.A.", l'Autorità ha rigettato l'eccezione di inammissibilità di un reclamo azionato in sede

giustiziale per mancato rispetto dell'obbligo a contrarre (nel caso, il contratto di trasporto), in quanto tale tematica, ad avviso del gestore, rientrerebbe nell'ambito dell'azione di cui all'art. 2932 del codice civile, rubricato "Esecuzione specifica dell'obbligo di concludere un contratto". Al riguardo, l'Autorità ha chiarito che la funzione giustiziale non è incompatibile con la funzione giurisdizionale; infatti, l'ordinamento appronta i due rimedi come distinti e alternativi e l'utente che opera nei settori dell'energia può, indifferentemente, ricorrere all'uno o all'altro, con l'unico limite della non sovrapponibilità di cui all'art. 3, comma 9 dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com.

Infine, con la già menzionata delibera 560/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha ritenuto infondata l'istanza di archiviazione del reclamo formulata dal gestore, ai sensi dell'art. 3, comma 9, della menzionata Disciplina, in quanto la relativa fattispecie sarebbe già stata esaminata dall'Autorità con la decisione assunta con la delibera 367/2019/E/eel, in relazione alla quale pende ricorso giurisdizionale presentato dal medesimo gestore. In merito, come già evidenziato sopra per la delibera 141/2020/E/eel, nella decisione si è osservato che la richiamata disposizione prevede che il reclamo debba essere archiviato, tra l'altro, "*nel caso in cui per la fattispecie oggetto dell'istanza ... sia stato presentato ricorso innanzi all'autorità giudiziaria*", al fine di evitare che quest'ultima e ARERA – nell'esercizio delle rispettive funzioni, giurisdizionale e giustiziale – si pronuncino, anche se in sedi diverse, sulla medesima fattispecie dibattuta, con possibili contrasti (si veda la sentenza n. 4220/2019 del Consiglio di Stato, sez. VI). Tuttavia, la "*medesima fattispecie*" che viene in considerazione ai sensi e per gli effetti dell'art. 3, comma 9, della Disciplina presuppone, tra l'altro, che vi sia identità dei fatti storici nel reclamo e nel ricorso – dal momento che questi rappresentano i "*medesimi fatti giuridicamente rilevanti*" nelle rispettive sedi, giustiziale e giudiziaria –, non, invece, come è emerso, che sussistano fattispecie anche simili, ma pur sempre integrate da fatti storici diversi (TAR Lombardia, sez. II, sentenza 9 gennaio 2017, n. 36).

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2020 (gennaio-dicembre 2020) 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 Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia (TAR Lombardia), sede di Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2020, si rinvia alle tavole 10.12 e 10.13, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 10.14, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 10.12 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2020*

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
– su istanza di sospensiva	483	299	56
– di merito	1.411	336	301
Decisioni del Consiglio di Stato			
– su appelli dell'Autorità	228	198	41
– su appelli della controparte	264	45	482

Fonte: ARERA.

TAV. 10.13 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2020*

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	4	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
TOTALE	3.005	299	56	483	336	301	1.411	198	41	228	45	82	264

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito basandosi sui ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentisi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.14 *Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2020 (dati disponibili al 31 dicembre 2020)*

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE (*)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	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
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%	0,0%	204
2011	505	28	5,5%	9	32,1%	0,0%	127
2012	589	64	10,9%	10	15,6%	0,0%	176
2013	646	82	12,7%	15	18,3%	2,3%	206
2014	677	82	12,1%	3	3,7%	0,4%	169
2015	668	88	13,2%	9	10,2%	1,3%	125
2016	823	91	11,1%	3	3,3%	0,4%	199
2017	928	189	20,4%	37	19,6%	4,0%	180
2018	715	109	15,2%	13	11,9%	1,8%	83
2019	580	42	7,2%	2	4,8%	0,3%	62
2020	609	39	6,4%	0	0,0%	0,0%	144
TOTALE	11.221	1.222	10,9%	205	16,8%	1,8%	3.005

(*) Si intende il numero di delibere emesse nell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.
(**) Si intende il numero di delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.
(***) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Fonte: ARERA.

Su un totale di 11.221 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2020), ne sono state impugnate 1.222, pari al 10,9%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 205, pari al 16,8% del totale delle delibere impugnate e all'1,8% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 98,2%.

Nell'anno 2020, si è registrato un aumento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto al biennio precedente: 144 ricorsi, contro 62 nel 2019 e 83 nel 2018. Nel 2020, il provvedimento oggetto di un maggior numero di ricorsi (27) è stato la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, recante la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025. Nel settore dei servizi idrici, il provvedimento

oggetto del maggior numero di impugnazioni (17 ricorsi) è stato la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, di approvazione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3).

La novità del 2020 è rappresentata dal contenzioso in materia di regolazione del servizio integrato dei rifiuti. Durante l'anno, sono state impugnate: la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, di definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021 (quattro ricorsi, tre dei quali definiti nel corso dell'anno con sentenza di primo grado); la delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif (un ricorso); la delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif (un ricorso).

Nel 2020, 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 paragrafi seguenti si procederà a 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 tema di violazione dell'obbligo di diligenza nella programmazione di immissione/prelievi di energia elettrica, con riguardo agli sbilanciamenti effettivi del 2016, oggetto dei provvedimenti prescrittivi avviati con la delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, il Consiglio di Stato, sez. VI, in contrasto parziale con il proprio orientamento espresso con le sentenze nn. 2045/2019 e 4422/2019, ha accolto in parte gli appelli degli operatori, ravvisando un difetto di istruttoria nella quantificazione degli importi oggetto di ripetizione (sentenze nn. 4322, 4385, 5023, 5024, 5678, 5679, 5681, 5682, 5828, 5834, 5835, 5836, 5837, 5838, 5842, 5888, 5889, 6064, 6488, 6691, 6843, 6844, 6845, 6965, 6966, 7552, 7592, 7894, 8154 e 8155 del 2020). In particolare, con le citate sentenze il giudice di appello ha comunque ribadito alcuni importanti principi in materia di sbilanciamenti volontari, definiti illeciti: *"lo sbilanciamento violativo di siffatte regole di cautela professionale si traduce, pertanto, nell'inosservanza di un programma vincolante e, quindi, nell'inottemperanza di obblighi giuridici gravanti sull'operatore nell'espletamento della propria attività. Trattasi, peraltro, di obblighi imposti dalla normativa amministrativa dettata a tutela dell'utenza finale, per propria natura trascendente il singolo rapporto contrattuale, la cui violazione, pertanto, non si esaurisce in un mero inadempimento negoziale contestabile attraverso gli ordinari rimedi civilistici; bensì configura un illecito amministrativo idoneo a fondare misure pubblicistiche assumibili dall'Autorità di settore"*; *"Come correttamente rilevato dalle parti appellate, dunque, l'utente del dispacciamento non può minimizzare i rischi di impresa, programmando sbilanciamenti volontari e aspirando al conseguimento degli utili (in termini di maggiori ricavi o minori costi) in ipotesi valorizzabili nella regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento, essendosi in presenza di condotte speculative ed opportunistiche vietate dall'ordinamento"* (sentenza n. 4322/2020). È stato ritenuto irrilevante il comportamento delle unità abilitate sul Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) nel cagionare gli sbilanciamenti delle unità non abilitate: *"Né potrebbe sostenersi che, risultando il prezzo di sbilanciamento condizionato dai prezzi formatisi sul MSD – cui partecipano esclusivamente le unità abilitate –, il maggior esborso dovuto da Terna per effetto dell'acquisto o della vendita di energia a sbilanciamento debba essere imputato in capo alle sole unità abilitate; il fattore prezzo deve, infatti, essere applicato ai quantitativi di energia immessa o prelevata in eccesso o difetto dai singoli utenti rispetto ai propri programmi vincolanti modificati, sicché le quantità di energia sbilanciate dipendono dalla condotta di ciascun utente del dispacciamento, da ritenere, pertanto, responsabile della violazione dell'art. 14 del. n. 111/06 e, quindi, delle conseguenze derivanti dagli sbilanciamenti effettivi realizzati"* (sentenza n. 4322/2020). Secondo

il Consiglio di Stato, sussiste la correlazione tra sbilanciamenti e incremento dell'*uplift*: "*In particolare, posto che i prezzi di sbilanciamento concorrono, ai sensi dell'art. 44 del. n. 111/06, a determinare il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. corrispettivo* uplift*), traslabile sull'utenza finale, un incremento degli oneri sostenuti da Terna per il pagamento dei prezzi di sbilanciamento, in conseguenza di condotte non diligenti tenute dagli utenti del dispacciamento, è, in ipotesi, idoneo a determinare un incremento dei costi sostenuti dall'utenza finale, recuperabile attraverso provvedimenti prescrittivi rientranti nella competenza dell'Autorità appellata*" (sentenza n. 4322/2020). Tuttavia, il giudice ravvisa un difetto di istruttoria nella quantificazione degli importi da restituire oggetto di prescrizione, laddove non si è tenuto conto del fatto che gli sbilanciamenti in controfase possono avere arrecato un risparmio di spesa e, quindi, ridotto l'onere complessivo cagionato all'utenza finale dagli sbilanciamenti imputabili al singolo operatore: "*nell'accertare la correlazione tra sbilanciamento e incremento dell'*uplift*, nonostante le richiamate premesse, incentrate sulla sussistenza di effetti diretti e indiretti riconducibili agli sbilanciamenti, l'Autorità si è limitata a verificare i benefici conseguiti dall'operatore economico in conseguenza degli sbilanciamenti effettivi realizzati – e, quindi il solo costo diretto generato sulla componente di cui all'art. 44, comma 1, lett. a), cit. – omettendo di verificare, altresì, l'eventuale risparmio di spesa prodotto dal medesimo sbilanciamento,* sub specie *di riduzione degli oneri che Terna necessariamente o con ragionevole probabilità, in assenza dello sbilanciamento contro fase, avrebbe dovuto sostenere sul MSD per l'acquisto/vendita delle quantità di energia occorrenti per riequilibrare il sistema, nella misura corrispondente a quella sbilanciata in concreto dall'appellante*" (ancora sentenza n. 4322/2020).

Sempre in tema di regolazione degli sbilanciamenti volontari, il Consiglio di Stato ha confermato la legittimità del regime transitorio di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi delle delibere 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, e 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel, con le sentenze nn. 8219, 8224, 8225, 8226 e 8227 del 2020. In linea generale, il Consiglio di Stato ha escluso che gli utenti siano legittimati a una programmazione di immissioni/prelievi non diligente dal fatto che gli sbilanciamenti in controfase potrebbero essere, in astratto, vantaggiosi per il sistema: "*Non poteva, invece, ricavarsi dal quadro regolatorio un obbligo di premiare gli sbilanciamenti in ipotesi vantaggiosi per il sistema – idonei a contribuire al suo riequilibrio, eventualmente alterato dall'altrui condotta – tenuto conto che anche in tali ipotesi si era comunque in presenza della violazione di un divieto gravante sull'operatore economico, che non poteva vantare – a prescindere dalla regolazione concretamente introdotta dall'Autorità in materia di valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento – un diritto a profittare dai propri inadempimenti*". Pertanto, il giudice di appello ha ritenuto che il sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti eccedentari rispetto alle bande standard non lede la libertà di impresa: "*in ogni caso, l'effetto discendente dall'applicazione del nuovo meccanismo di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento non influisce sulla libertà di impresa e, in particolare, non lede un affidamento legittimo sulla protrazione di libere condotte imprenditoriali incentrate sulla realizzazione di sbilanciamenti effettivi; come osservato* supra*, gli utenti del dispacciamento non vantano un diritto o comunque una posizione qualificata (tutelata dall'ordinamento) a profittare dai propri inadempimenti (*sub specie*, di violazione del divieto di sbilanciamento), non potendo, dunque, programmare la propria attività di impresa sul presupposto della spettanza di profitti discendenti dalla violazione di vincolanti programmi di immissione e di prelievo*" (sentenza n. 8225/2020).

In materia di procedure di conferimento della capacità di rigassificazione di gas naturale, il TAR Lombardia, sez. II, con la sentenza n. 1292/2020, ha ritenuto che non sussistesse alcuna posizione giuridicamente tutelabile in capo all'utente titolare di capacità di conferimento pluriennale di rigassificazione a fronte dell'introduzione di meccanismi di mercato per il conferimento della capacità di rigassificazione da parte della delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas, che potevano rendere meno profittevole l'investimento realizzato dall'utente

stesso. Invero, non è stata ritenuta legittima la pretesa dell'utente di ottenere delle compensazioni per le perdite derivanti dal proprio pluriennale investimento: *"Deve, infatti, considerarsi come la ricorrente stipuli un contratto di conferimento pluriennale di capacità di rigassificazione che, certamente, le conferisce una posizione di vantaggio rispetto agli altri concorrenti potendo utilizzare l'infrastruttura per la capacità conferita, in via esclusiva e per un periodo pluriennale, per eseguire i propri contratti di importazione. Per scelta delle parti il contratto ha una durata molto lunga (dieci anni) che, quindi, interseca il periodo della nuova regolazione dell'Autorità realizzata mediante le aste. Va, tuttavia, notato come tale circostanza fattuale non si traduca, sul piano giuridico, in un obbligo per l'Autorità di introdurre previsioni che rideterminino le prestazioni contrattuali o impongano un obbligo di rinegoziazione"; "Al contrario, la sussistenza di un meccanismo alternativo non comporta, quale precipitato necessario ed obbligato dell'intervento regolatorio, l'inserzione di regole che incidano sull'equilibrio di un contratto validamente stipulato dalle parti ponendo, tra l'altro, come parametro i prezzi stabiliti all'esito del ben diverso meccanismo delle aste. Del resto, operando in tal modo l'Autorità terminerebbe per ingerirsi nel rapporto negoziale senza che ricorrano i presupposti in precedenza indicati assegnando, in sostanza, i vantaggi tariffari delle aste ad un soggetto che non vi partecipa"* (sentenza n. 1292/2020).

Mercati *retail*

La giurisprudenza del TAR Lombardia si è espressa sulla regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012, enunciando alcuni principi in tema di socializzazione, in seguito all'annullamento della delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 89/10 (delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas). In particolare, con la sentenza n. 38/2020, si riconosce il potere generale dell'Autorità di attuare meccanismi di socializzazione di recupero tariffario, anche eterointegrando i contratti di vendita: *"La scelta di ARERA per un recupero indiretto del credito, attraverso la sua socializzazione, non è in sé illegittima, né costituisce di per sé una irragionevole eterointegrazione contrattuale. La determinazione del coefficiente K, così come la sua rideterminazione a seguito dell'annullamento giurisdizionale, con conseguente emersione di un credito a favore dei venditori, attiene ad un profilo regolamentato della vendita del gas, perché concerne la determinazione dei prezzi di riferimento da praticare ai clienti finali nell'ambito del servizio di tutela, ossia di clienti con minore potere contrattuale"; "Invero, le ragioni dell'emersione di un credito, afferente ad una componente tariffaria sottratta alla disciplina negoziale, sono neutre rispetto alla definizione delle modalità di recupero del credito stesso e non intaccano* l'an *e il* quantum *della discrezionalità spettante ad ARERA. Gli interessi da conciliare nel caso particolare si sostanziano, come messo in luce dall'Avvocatura distrettuale nell'esigenza, da un lato, di ridurre l'impatto del recupero sui clienti debitori dei crediti spettanti ai venditori interessati, dall'altro, di evitare il rischio di aumenti o distorsioni del prezzo di fornitura dei clienti serviti nell'ambito del mercato libero, per effetto del mancato incasso, da parte dei venditori, delle partite di conguaglio presso i clienti serviti in tutela, come ben può accadere se si considera che – come incontestatamente evidenziato dall'Avvocatura – molte di tali utenze sono cessate. Ecco, allora, che, contrariamente a quanto dedotto dai ricorrenti, la socializzazione del recupero del credito non è in sé irragionevole, ma riflette l'ampia discrezionalità di cui ARERA dispone in sede di determinazione dei prezzi, dei recuperi e dei conguagli tariffari sottratti alla disciplina negoziale"* (sentenza n. 38/2020).

Con le sentenze nn. 231/2020 e 232/2020, il TAR Lombardia si è espresso sulle procedure di verifica e certificazione dei risparmi energetici ai fini del rilascio dei certificati bianchi, affermando alcuni principi sulla *ratio* della disciplina: *"La* ratio *di una tale impostazione deve essere rinvenuta nella circostanza che il rilascio dei titoli di efficienza energetica, ossia dei certificati bianchi, deve essere sottoposta ad un rigoroso procedimento di verifica che*

viene avviato dall'operatore interessato con la presentazione di un progetto in grado di fornire una previsione in ordine ai risparmi conseguibili da ciascun cliente partecipante, tenendo conto delle sue caratteristiche, sia prima che dopo l'intervento di recupero o efficientamento energetico. Soltanto in presenza di una corrispondenza biunivoca tra specifico progetto, da una parte, e richieste di verifica e certificazione, dall'altra, è possibile per l'Autorità incaricata accertare l'avvenuto corretto raggiungimento degli obiettivi prefissati e quindi procedere al rilascio dei certificati bianchi"; "Pertanto la necessità per l'Autorità di poter avere contezza, già in sede di approvazione dei progetti, dei titoli di efficienza energetica potenzialmente emettibili all'esito delle richieste di verifica e la possibilità di riscontrare – tramite una comparazione tra i dati di consumo di energia originari e quelli rilevati dopo l'attuazione delle previsioni progettuali, debitamente approvate dall'Autorità – l'avvenuto risparmio energetico impongono, contrariamente a quanto prospettato dalla ricorrente, la previa approvazione di una PPPM parametrata sulle specifiche utenze interessate, senza la possibilità di applicare un modello di calcolo già utilizzato per progetti presentati avendo come riferimento altri contesti" (sentenza n. 231/2020).

In tema di meccanismo di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio di maggior tutela, con la sentenza n. 987/2020, il TAR Lombardia ha dichiarato la legittimità della delibera 16 febbraio 2007, 69/2017/R/eel, rilevando che, con il meccanismo di compensazione contestato, l'Autorità applica in realtà una regolazione asimmetrica agli esercenti la maggior tutela, correttamente prevedendo che il peso dei costi fissi da prendere in considerazione per il calcolo dell'ammontare di compensazione sia differenziato per tenere conto dei casi di uscita di clienti verso lo stesso esercente la maggior tutela o verso società del suo gruppo societario rispetto agli altri casi di uscita dalla maggior tutela: *"La misura adottata non muove, quindi, dalla volontà di offrire benefici alle società esercenti il sistema di maggior tutela nel momento in cui tale sistema volge alla fine (con conseguente transito di clienti verso il mercato libero) ma, al contrario, rappresenta un provvedimento 'manutentivo' di un sistema che deve garantire i clienti del servizio di maggior tutela e però, al contempo, l'economicità e redditività dell'operatore economico che espleta tale servizio. Si tratta, quindi, non di una indebita 'buonuscita' per gli operatori ma di un meccanismo (come visto, intrinseco al sistema) volto a compensare l'esercente la maggior tutela di quei costi fissi che non trovino adeguata copertura nell'ambito degli ordinari aggiornamenti tariffari. ... In tale contesto, inoltre, la figura dell'imprenditore avveduto appare un 'hors d'oeuvre'. Come si evince dall'esposizione sin qui effettuata, non si tratta di soggetti liberi di calibrare le proprie decisioni all'interno del mercato ma di operatori che, esplicando un servizio pubblico, 'subiscono' il regime amministrativo non potendo, quindi, adottare strategie commerciali ed industriali al pari dei soggetti operanti nel mercato libero"* (sentenza n. 987/2020).

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di tetto agli investimenti per il servizio di distribuzione del gas (delibera 1° dicembre 2016, 704/2016/R/gas), con le sentenze nn. 778, 779 e 780 del 2020 del Consiglio di Stato, sez. VI, ha confermato la legittimità della regolazione adottata, affermando: *"La metanizzazione non è quindi un obiettivo sempre perseguibile ma va raccordato ad una valutazione in concreto dei costi da affrontare per ottenerla. Una tale opzione totalizzante non può essere neppure dedotta dalle disposizioni di cui agli artt. 1, comma 2, e 2, comma 12, lett. e), della legge n. 481 del 1994 e nell'art. 23, commi 2 e 4, del decreto legislativo n. 164 del 2000, atteso che da esse si deduce certamente un principio di favor in relazione alla adeguata diffusione delle reti di trasporto e distribuzione, senza tuttavia che tale preferenza debba andare a discapito del necessario controllo dei costi ad essa collegati"* (sentenza n. 778/2020).

Con riguardo all'attribuzione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale (delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. VI, con la sentenza n. 3300/2020, ha affermato alcuni principi nel caso di perdita dell'incentivo per fatto del terzo. In particolare, si è precisato che l'attività di distribuzione del gas è da qualificarsi come attività pericolosa ai sensi dell'art. 2050 c.c., che contempla un'ipotesi di responsabilità oggettiva in ordine alla quale *"il fatto del terzo o dello stesso danneggiato può avere effetto liberatorio solo quando nell'ambito del rapporto di causalità materiale esso abbia operato in modo tale da rendere, per la sua sufficienza, giuridicamente irrilevante il fatto di chi esercita detta attività, non quando abbia semplicemente concorso nella produzione del danno per essersi inserito in una situazione già di per sé pericolosa a causa dell'inidoneità delle misure preventive adottate, senza la quale l'evento non si sarebbe verificato (cfr. Cass. civ., sez. III, 24 novembre 2003, n. 17851)"* (sentenza n. 3300/2020).

In materia di trattamento tariffario dei contributi privati di allacciamento alla rete di distribuzione del gas (delibera 19 marzo 2019, 98/2019/R/gas), con la sentenza n. 1647/2020, il TAR Lombardia ha affermato il principio secondo cui il riconoscimento dei costi sostenuti dai distributori può avvenire solo sulla base della rappresentazione nell'ultima fonte contabile obbligatoria, senza che possa essere rimessa ai soggetti regolati la scelta del bilancio da cui ricavare i dati tariffari, evitando comportamenti opportunistici e garantendo parità di trattamento tra operatori: *"Ai fini della determinazione tariffaria le dichiarazioni devono trovare riscontro nella rappresentazione fornita dall'ultima fonte contabile obbligatoria, ai fini della certezza e trasparenza del sistema tariffario. Le previsioni regolatorie sono state adottate sulla base del contemperamento tra il principio di congrua remunerazione del capitale e tutela degli utenti finali e, soprattutto, del principio di riconoscimento in tariffa solo dei costi riscontrabili nelle fonti contabili obbligatorie. In particolare, laddove vi siano state, nel tempo, delle modifiche del trattamento contabile di alcune poste patrimoniali, ai fini tariffari, si dovrà fare riferimento all'ultimo bilancio disponibile. Tale scelta consente da un lato, di garantire la certezza e la trasparenza delle determinazioni tariffarie, dall'altro, di non rimettere alla libera scelta dei soggetti regolati l'individuazione del bilancio da cui ricavare i dati ai fini tariffari, evitando comportamenti opportunistici e garantendo una parità di trattamento tra operatori"* (sentenza n. 1647/2020).

Sul tema delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica, il Consiglio di Stato, sez. VI, con la sentenza n. 2437/2020, ha ribadito la limitazione al solo settore manifatturiero delle agevolazioni riconosciute ai c.d. energivori: *"Sotto il profilo della* ratio *della disciplina attuativa, l'individuazione delle imprese a forte consumo di energia aventi diritto ad un regime agevolato nella corresponsione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema nelle imprese operanti settore manifatturiero si giustifica per il tipo delle attività che le stesse svolgono, connotate dalla circostanza che l'energia costituisce un costo non comprimibile, nel senso che tali imprese trovano particolari difficoltà di comprimere i propri consumi di energia in rapporto al valore produttivo, il che giustifica, secondo un parametro di ragionevolezza, lo sgravio del contributo per gli oneri generali del sistema elettrico. Ciò, diversamente dalle imprese operanti nel settore della prestazione di servizi (quali le imprese operanti nel settore della grande distribuzione), le quali, in linea generale – ed eccettuati settori speciali, come ad es. le imprese ferroviarie operanti nel settore dei servizi di trasposto, per le quali è evidente che la relativa attività è basata esclusivamente o in grande prevalenza sull'utilizzo dell'energia elettrica, unica o comunque del tutto prevalente fonte di movimento (v., al riguardo, le sentenze n. 3348/2019 e n. 3349/2019 di questa Sezione) –, si trovano nella condizione di poter più facilmente ridurre i propri consumi energetici, tendenzialmente fino al punto di non essere più imprese energivore ai sensi della direttiva 2003/96/CE"* (sentenza n. 2437/2020).

CAPITOLO 10

Servizio idrico integrato

In materia di determinazione d'ufficio della tariffa idrica (delibera 14 maggio 2015, 228/2015/R/idr), il Consiglio di Stato ha confermato il proprio orientamento con le sentenze nn. 2806 e 2807 del 2020. In merito alla valutazione circa la completezza della documentazione inviata, il Consiglio di Stato ha ribadito che "*la delibazione in merito alla rilevanza della incompletezza informativa contestata al singolo ente al fine di giustificare la definizione forfettaria e d'ufficio della tariffa, costituendo esercizio di un potere caratterizzato da significativa discrezionalità tecnica, secondo le coordinate procedimentali che più sopra si sono tratteggiate e tenendo conto della produzione degli atti di disciplina settoriale adottati nell'arco temporale qui di interesse dall'Autorità, non rappresentano adempimenti rispetto ai quali il giudice amministrativo possa oltrepassare la soglia della verifica circa la evidente illogicità o irragionevolezza ovvero ancora la evidente indeterminatezza del comportamento assunto dall'Autorità nel caso di specie*" (sentenza n. 2807/2020). Inoltre, in merito ai termini di conclusione del procedimento di approvazione della tariffa, il Collegio ha affermato che il termine di approvazione della proposta tariffaria non è perentorio, poiché "*il ruolo dell'Autorità nella specie si traduce nell'organo al quale la legge ha attribuito il potere di 'approvazione' della tariffa e non di 'determinazione' della stessa, di modo che fino a quando l'ente interessato non completa il procedimento, attraverso la produzione di tutti i dati necessari per la definizione della tariffa da approvare, l'Autorità non è posta nelle condizioni di procedere alla 'approvazione'. Ulteriore conseguenza di quanto sopra è la irrilevanza del momento in cui effettivamente l'Autorità conclude il procedimento a fronte di una conclamata e contestata inadempienza dell'ente interessato, atteso che non possono giuridicamente imputarsi all'Autorità le conseguenze derivanti dalla incompletezza delle informazioni, dei dati e dei documenti che avrebbe dovuto trasmettere l'ente interessato*" (sentenza n. 2806/2020).

Con riguardo all'esclusione dall'aggiornamento della tariffa del servizio idrico (delibera 12 marzo 2015, 107/2015/R/idr), il Consiglio di Stato, sez. VI, con le sentenze nn. 4154 e 4155 del 2020, ha dichiarato la legittimità delle previsioni regolatorie di esclusione dall'aggiornamento tariffario per mancata consegna degli impianti. Secondo il Collegio, deve escludersi che, in tali ipotesi, si debba indagare sulle ragioni e sulle responsabilità della mancata consegna degli impianti, atteso che si tratta di un adempimento cogente conseguenziale e necessitato. L'obbligo di restituzione in capo ai gestori uscenti è quindi esigibile, con la conseguenza che il mancato adempimento non può che comportare il diniego di aggiornamento, come effettivamente avvenuto nella fattispecie. Il mancato aggiornamento tariffario non ha valenza sanzionatoria, perché "*reagisce alla* ratio *complessiva dell'intervento del legislatore, teso a promuovere l'obiettivo di unicità della gestione d'ambito introdotto dal legislatore, di cui al DL n. 133 del 2014. Nel pieno rispetto del principio del* full cost recovery *... il tema tariffario mira ad accelerare l'avvicendamento delle gestioni, abbattendo la convenienza economica al trattenimento degli impianti e quindi ponendosi, più che rivolto a punire un comportamento passato, come è nella logica sanzionatoria, a dissuadere da uno futuro, quello dalla perpetuazione della situazione antigiuridica*" (sentenza n. 4154/2020).

Il TAR Lombardia si è, poi, pronunciato sul tema della rettifica dei dati in caso di errata rappresentazione dei ricavi nella precedente proposta tariffaria presentata dal gestore (delibera 16 aprile 2019, 157/2019/R/idr). Con la sentenza n. 2131/2020, il TAR ha affermato che il dovere dell'Autorità di rettificare i costi riconosciuti in tariffa si configura esclusivamente a fronte di un errore di calcolo, rilevabile *ictu oculi*, determinato con riferimento a un criterio matematico, mentre l'errore dedotto dalla società ricorrente deve essere invece qualificato come un errore di quantità sul valore di fatturato, determinato da una falsa rappresentazione del dato reale dei fattori della produzione. Infatti, la sentenza ribadisce "*la portata non assoluta del principio di integrale copertura dei costi delle gestioni, il quale deve di volta in volta essere bilanciato con tutte le altre finalità sottese all'intervento*

regolatorio, per cui gli errori o le omissioni commessi dagli operatori economici del settore nel procedimento di predisposizione tariffaria non possono esporre l'utenza al rischio di subire aumenti imprevisti ed eccessivi delle tariffe, in violazione della certezza e della trasparenza del sistema tariffario e della tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori (TAR Lombardia, sede di Milano, sezione II, 2017, n. 2114; 9 dicembre 2015, n. 2605). Ai fini della rilevanza dell'errore di rappresentazione occorre individuare pertanto un punto di equilibrio tra i principi di certezza e di stabilità delle tariffe, posti a tutela degli utenti del servizio, e i principi di equilibrio economico-finanziario delle gestioni e di integrale copertura dei costi operativi, posti a tutela dei gestori del servizio. ... L'ARERA ha correttamente utilizzato il principio di autoresponsabilità, per cui gli effetti negativi della mancanza di diligenza nella comunicazione del dato da parte del gestore restano a carico dello stesso e non si ripercuotono sugli utenti, fatte salve le situazioni eccezionali in cui occorre salvaguardare la stessa sussistenza dell'impresa, mediante la correzione di situazioni di disequilibrio economico-finanziario, ed ha pertanto individuato quale punto di equilibrio del sistema l'articolo 8.5 del MTI-2" (sentenza n. 2131/2020).

Servizio integrato dei rifiuti

Con le sentenze nn. 1247, 1248 e 1249 del 2020, il TAR Lombardia si è pronunciato per la prima volta sulla regolazione tariffaria del servizio integrato dei rifiuti (delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif), dichiarandone la legittimità. In linea di principio, il TAR ha osservato che la liberalizzazione del mercato dello smaltimento e del recupero dei rifiuti costituisce il presupposto dell'intervento regolatorio dell'Autorità, volto a perseguire l'efficientamento del servizio di gestione dell'intera filiera dei rifiuti urbani. Per il TAR "*Le attività di trattamento e smaltimento e di trattamento e recupero dei rifiuti urbani rientrano dunque a pieno titolo tra i servizi di pubblica utilità e di conseguenza le imprese che la esercitano, indipendentemente dal titolo, sono sottoposte ai poteri regolatori attribuiti all'ARERA dalla legge*" (sentenza n. 1247/2020). Per quanto riguarda la portata della nozione di rifiuto secondo la disciplina regolatoria, il TAR ritiene legittimo che i rifiuti urbani sottoposti a trattamento debbano essere considerati come rifiuti urbani, considerando che "*In ogni caso la natura che deve essere tenuta in considerazione è quella che il rifiuto assume nel momento in cui fa ingresso nell'impianto di trattamento, poiché ciò garantisce la migliore copertura regolatoria dell'intero ciclo dei rifiuti urbani ed evita la formazione di possibili zone franche che ne depotenzierebbero l'efficacia. Pertanto sia i costi del processo di trasformazione dei rifiuti urbani, sia i proventi della vendita dei prodotti dallo stesso derivati rientrano nel perimetro regolatorio dell'ARERA*" (sentenza n. 1247/2020).

Quanto agli obiettivi perseguiti dal regolatore nell'aggiornare il metodo tariffario c.d. normalizzato di cui al decreto del Presidente della Repubblica 27 aprile 1999, n. 158, il TAR ha osservato che "*la predisposizione e l'aggiornamento del metodo c.d. normalizzato sono state previste proprio per superarne le evidenti criticità riscontrate nell'applicazione del metodo normalizzato*" (sentenza n. 1249/2020). Tra gli obiettivi prefissati, l'aggiornamento del metodo normalizzato da parte dell'Autorità deve perseguire l'accessibilità, la fruibilità e la diffusione omogenea del servizio sull'intero territorio nazionale, per cui non si possono introdurre nel sistema di riconoscimento dei costi efficienti valutazioni relative alla maggiore o minore efficienza della gestione su altre aree geografiche, in quanto "*l'emergenza nella gestione del ciclo dei rifiuti non deve essere riguardata a livello locale o regionale ma in una visione organica di efficientamento e di trasparenza che coinvolga l'intero territorio nazionale*" (sentenza n. 1249/2020). Quanto alla sfera temporale di applicazione della regolazione tariffaria, il TAR ha osservato: "*L'eterointegrazione dei contratti di durata in corso di esecuzione da parte del potere regolatorio tariffario attribuito all'ARERA deve inoltre ritenersi compatibile con l'efficacia retroattiva del*

metodo regolatorio, in quanto rientra nello sforzo esigibile dal gestore del servizio la previsione di razionali sviluppi dell'intervento regolatorio, in relazione alle finalità fissate dal legislatore, e la relativa conformazione ad esso dell'attività imprenditoriale" (sentenza n. 1249/2020).

Contenzioso post-sanzioni

In tema di trasparenza dei corrispettivi amministrativi addebitati dal venditore ai clienti finali in bolletta (delibera 20 giugno 2019, 250/2019/S/com), con la sentenza n. 1608/2020, il TAR Lombardia ha ritenuto legittimo il provvedimento prescrittivo, connesso al provvedimento sanzionatorio, avente a oggetto la restituzione delle somme addebitate ai clienti finali. In relazione al contenuto prescrittivo del provvedimento, le condizioni generali di contratto predisposte dalla società ricorrente avevano previsto anche l'applicazione di un corrispettivo, a remunerazione delle attività commerciali svolte dal fornitore, commisurato al valore del corrispettivo PCV (Prezzo di commercializzazione e vendita) definito dall'Autorità, per il mercato di maggior tutela; tale corrispettivo, però, era sostanzialmente coincidente con quello di gestione amministrativa menzionato nelle stesse condizioni generali dell'operatore ricorrente. Trattandosi di una duplicazione, il TAR ha ritenuto legittimo il potere restitutorio dall'Autorità esercitato proprio a fronte dell'indebita percezione di corrispettivi non dovuti: *"il potere di regolazione dell'Autorità può concretarsi anche in prescrizioni destinate ad integrare il contenuto dei rapporti di utenza individuali,* ex *art. 1339 c.c., con riferimento al caso di specie, ciò avrebbe avuto luogo con le disposizioni contenute nel Codice e nel Regolamento TrovaOfferte, volte a garantire 'la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta, e la possibilità di migliori scelte'. Conseguentemente, poiché l'art. 5 delle Condizioni Generali cit., violando le citate disposizioni del Codice e del Regolamento TrovaOfferte, darebbe altresì luogo al mancato rispetto delle clausole contrattuali, troverebbe applicazione l'art. 2 c. 12, lett. g) cit., dovendo la ricorrente corrispondere l'indennizzo ivi indicato in favore dei suoi clienti"*. Dunque, *"nel caso in esame, in relazione a quanto evidenziato nel precedente punto, l'istante ha invece duplicato i costi amministrativi, essendo accertata la sussistenza di un* quantum *indebitamente riscosso"* ed è pertanto legittimo l'ordine di restituzione, dal momento che la ricorrente, come detto, aveva duplicato i costi amministrativi.

Con le sentenze nn. 6887 e 6888 del 2020, in tema di sanzioni per violazione della regolazione relativamente all'installazione di misuratori elettronici (delibere 16 maggio 2014, 215/2014/S/eel, e 26 ottobre 2017, 709/2017/S/eel), il Consiglio di Stato ha affermato la natura perentoria dei termini fissati dalla regolazione, e violati dall'appellante, per l'installazione dei misuratori elettronici: *"Attesa la finalità della previsione regolatoria e della normativa primaria (europea e nazionale) di cui essa costituisce attuazione, di tutela dei clienti finali, di trasparenza tariffaria e di concorrenzialità nel mercato della vendita di energia elettrica a bassa tensione alla relativa clientela, i termini fissati devono ritenersi perentori e sottratti alla libera disponibilità sia dell'Autorità che delle imprese distributrici, pena la violazione della disciplina euro-unitaria"* (sentenza n. 6888/2020). Inoltre, il Consiglio di Stato ha ribadito il proprio orientamento sulla non applicabilità dell'art. 14 della legge n. 689/1981 per la contestazione dell'illecito e sulla natura non perentoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio con riguardo alle sanzioni irrogate dall'Autorità: *"– nei procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità l'art. 14 legge n. 689/1981 deve ritenersi inapplicabile, trovando invece applicazione le previsioni speciali degli artt. 4, comma 2, e 16, comma 1, DPR 9 maggio 2001, n. 244 (Regolamento recante disciplina delle procedure istruttorie dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a norma dell'articolo 2, comma 24, lettera a), della legge 14 novembre 1995, n. 481), per cui l'Autorità determina* ex se *il termine entro il quale deve concludere il procedimento e rende noto all'interessato il momento in cui ha fatto ciò, ovvero in altre parole gli comunica*

se ha o non ha rispettato il termine che si è autoimposta; – il mancato rispetto di tale termine non comporta la decadenza dal potere sanzionatorio, perché manca una norma espressa in proposito; – la disciplina deve ritenersi, in via generale, conforme alla Costituzione (v. sentenze Corte cost. 17 luglio 2002, n. 355, e 18 luglio 1997, n. 262), perché, anche se la decadenza dal potere sanzionatorio non si verifica, il privato non rimane senza difesa e, in particolare, non è esposto senza limiti di tempo alla possibilità di essere sanzionato, potendo esso per un verso attivare i rimedi processuali contro il silenzio, ed essendo, per altro verso, a norma dell'art. 28, comma 1, legge n. 689/1981 il diritto dell'amministrazione a riscuotere le somme dovute per le violazioni amministrative assoggettato al termine di prescrizione di cinque anni dal giorno in cui è stata commessa la violazione (sicché, con riguardo a tale ultimo profilo, il privato è garantito anche se rimanga inerte)" (sentenza n. 6888/2020).

Contenzioso post-verifiche ispettive

In tema di recupero degli incentivi di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6, in seguito a verifica ispettiva (delibera 26 giugno 2014, 305/2014/E/efr), con la sentenza n. 1031/2020 il Consiglio di Stato, dopo aver ribadito che "*l'incentivo economico di cui l'impianto può fruire si calcola sul risultato utile dello stesso, ovvero, sottraendo dall'energia prodotta globalmente dallo stesso l'energia assorbita dai servizi ausiliari di impianto (Cons. Stato, sez. VI, n. 7427 del 2019)*", ha confermato la legittimità del provvedimento di recupero, in quanto la "*misurazione effettuata era l'unica tecnicamente possibile, in quanto l'eccessiva potenza installata in relazione a taluni impianti ha reso inapplicabile la regola del riferimento alla produzione lorda degli impianti, che, nella specie, risulta inclusiva delle eccedenze prodotte*".

Sempre sullo stesso argomento (delibera 3 marzo 2017, 95/2017/E/efr), con sentenza n. 5913/2020, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha confermato il proprio orientamento secondo cui la determinazione convenzionale e forfetaria dell'energia assorbita dai servizi ausiliari non può che intendersi, a pena altrimenti di irragionevolezza e illiceità della clausola stessa, come determinazione provvisoria rispetto ai rapporti complessi di dare/avere; eventuali clausole di forfetizzazione vanno interpretate, quindi, come clausole di stima del consumo degli ausiliari, utili nella limitata funzione di regolare le continue, ma provvisorie, partite di dare e avere tra il soggetto incentivato e il gestore della rete. Tali stime forfetarie, qualora si rivelino completamente scollegate e non aderenti alla realtà, non possono non essere sottoposte a verifica e rettifica, a fronte dei sistemi di controllo previsti dalla legge e dai quali non si può derogare.

CAPITOLO 11

ATTUAZIONE DELLA REGOLAZIONE, COMUNICAZIONE, ORGANIZZAZIONE E RISORSE

INTERSETTORIALE

CAPITOLO 11

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2020

Attività di consultazione

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, come noto, adotta regolarmente strumenti volti a garantire la partecipazione degli *stakeholder* ai propri procedimenti di regolazione.

Nel corso del 2020 sono stati pubblicati 36 documenti per la consultazione (Tav. 11.1), dato, questo, che mostra un *trend* sostanzialmente costante rispetto agli anni precedenti (nel 2019, infatti, sono stati pubblicati 40 documenti per la consultazione, mentre nel 2018 38).

In particolare, 6 documenti per la consultazione pubblicati nel 2020 hanno avuto a oggetto proposte di regolazione relative al settore del gas, 18 hanno presentato gli orientamenti per interventi nel settore dell'energia elettrica, 1 è stato adottato nel settore del servizio idrico integrato, 3 hanno riguardato proposte di intervento per il settore del telecalore (relativo ai servizi di teleriscaldamento e teleraffreddamento), 1 è stato relativo a interventi per il settore del ciclo dei rifiuti, 2 hanno interessato adempimenti anticorruzione e trasparenza, e, infine, 4 documenti per la consultazione hanno avuto a oggetto aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Tra il 2019 e il 2020, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti, nell'ambito di alcuni procedimenti di regolazione sono state previste più fasi di consultazione, nel corso delle quali sono stati, dunque, pubblicati più documenti per la consultazione. In particolare, sono state condotte consultazioni plurime, che hanno riguardato, essenzialmente, i principali ambiti su cui è intervenuta l'Autorità nel corso dell'anno, quali, tra gli altri: la regolazione della misura dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento; i sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione; i criteri di incentivazione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione del gas naturale.

TAV. 11.1 *Documenti per la consultazione adottati nel 2020 (gennaio-dicembre)*

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
28 gennaio 2020	22/2020/R/tlr	Telecalore	Regolazione della misura dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti
28 gennaio 2020	24/2020/A	Adempimenti anticorruzione e trasparenza	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT) dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente 2020-2022
11 febbraio 2020	39/2020/R/gas	Gas	Reti di trasporto e distribuzione del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi. Linee di intervento
20 febbraio 2020	47/2020/R/efr	Efficienza energetica	Revisione del contributo tariffario nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica alla luce della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019
17 marzo 2020	62/2020/E/tlr	Telecalore	Orientamenti per l'estensione al settore del telecalore del sistema di tutele per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
24 marzo 2020	90/2020/R/gas	Gas	Ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia n. 38/2020, di annullamento parziale della deliberazione dell'Autorità 32/2019/R/gas – Orientamenti relativi alla rideterminazione dell'elemento UG2k applicato ai clienti finali
1° aprile 2020	112/2020/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile
19 maggio 2020	170/2020/R/gas	Gas	Accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico
21 maggio 2020	178/2020/R/eel	Elettricità	Sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione – Modifiche transitorie alla regolazione per effetto dell'emergenza Covid-19 e delle misure di contrasto alla diffusione dell'epidemia
26 maggio 2020	187/2020/R/idr	Idrico	Orientamenti per l'adozione di misure urgenti nel servizio idrico integrato, alla luce dell'emergenza da Covid-19
26 maggio 2020	189/2020/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti per il periodo 2018-2021 tenuto conto dell'emergenza epidemiologica da Covid-19
28 maggio 2020	191/2020/R/eel	Elettricità	Sessione suppletiva per la presentazione della dichiarazione annuale da parte delle imprese "energivore" e modalità di contribuzione delle medesime imprese ai costi amministrativi sostenuti per la gestione del meccanismo delle agevolazioni. Integrazione alla deliberazione dell'Autorità 921/2017/R/eel
28 maggio 2020	193/2020/R/com	Elettricità/Gas	Evoluzione delle disposizioni di cui alle deliberazioni dell'Autorità 116/2020/R/com, 149/2020/R/com e 192/2020/R/com adottate per via dell'emergenza Covid-19
3 giugno 2020	201/2020/R/eel	Elettricità	Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al mercato per il servizio di dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle to grid*
9 giugno 2020	204/2020/R/com	Elettricità/Gas	Orientamenti in materia di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali nazionali (decreto legge n. 124/2019)
9 giugno 2020	209/2020/R/eel	Elettricità	Interventi per il perfezionamento della disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021
9 giugno 2020	211/2020/R/eel	Elettricità	Interventi regolatori per l'implementazione nazionale del regolamento (UE) 2196/2017 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico
16 giugno 2020	220/2020/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60 della legge n. 124/2017
21 luglio 2020	279/2020/R/eel	Elettricità	Regolazione individuale delle micro-interruzioni per i clienti finali della Rete di trasmissione nazionale
28 luglio 2020	297/2020/R/eel	Elettricità	Servizio di salvaguardia dell'energia elettrica. Orientamenti per la revisione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio e della regolazione del medesimo
4 agosto 2020	312/2020/R/gas	Gas	Criteri di incentivazione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione del gas naturale – Orientamenti finali
4 agosto 2020	313/2020/R/com	Elettricità/Gas	Misure straordinarie in materia di regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas in relazione all'emergenza epidemiologica Covid-19
4 agosto 2020	325/2020/R/eel	Elettricità	Sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione – Linee guida per le proposte di Piano di messa in servizio in relazione ad aspetti di tutela del cliente finale e della concorrenza
8 settembre 2020	330/2020/R/com	Elettricità/Gas	Misure per l'attuazione delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di prescrizione biennale in relazione al *settlement* elettrico e gas
8 settembre 2020	331/2020/R/tlr	Teleicalore	Regolazione della misura dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Orientamenti finali
15 settembre 2020	335/2020/R/eel	Elettricità	Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica in relazione all'emergenza epidemiologica Covid-19
15 settembre 2020	336/2020/R/eel	Elettricità	Aggiornamento dei criteri per la remunerazione dei costi dei titolari di porzioni della rete di trasmissione nazionale

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
6 ottobre 2020	360/2020/R/eel	Elettricità	Sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Disposizioni per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo
6 ottobre 2020	361/2020/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese distributrici e i *"significant grid user"* ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale
3 novembre 2020	437/2020/R/gas	Gas	Revisione dei criteri di riconoscimento del gas non contabilizzato (GNC) sulle reti di trasporto
3 novembre 2020	445/2020/R/eel	Elettricità	Meccanismo per il riconoscimento dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Orientamenti finali
17 novembre 2020	464/2020/R/eel	Elettricità	Riconoscimento degli oneri nucleari per il terzo periodo regolatorio
17 novembre 2020	475/2020/R/eel	Elettricità	Ulteriori interventi regolatori per l'implementazione nazionale del regolamento (UE) 2196/2017 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico
15 dicembre 2020	545/2020/R/gas	Gas	Criteri per le dismissioni di misuratori tradizionali sostituiti con *smart meter* e determinazione dell'importo a recupero dei mancati ammortamenti sui misuratori di classe G4/G6
22 dicembre 2020	561/2020/A	Adempimenti anticorruzione e trasparenza	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2021-2023
22 dicembre 2020	586/2020/R/eel	Elettricità	Completamento del processo di voltura contrattuale nel settore elettrico: voltura con cambio fornitore

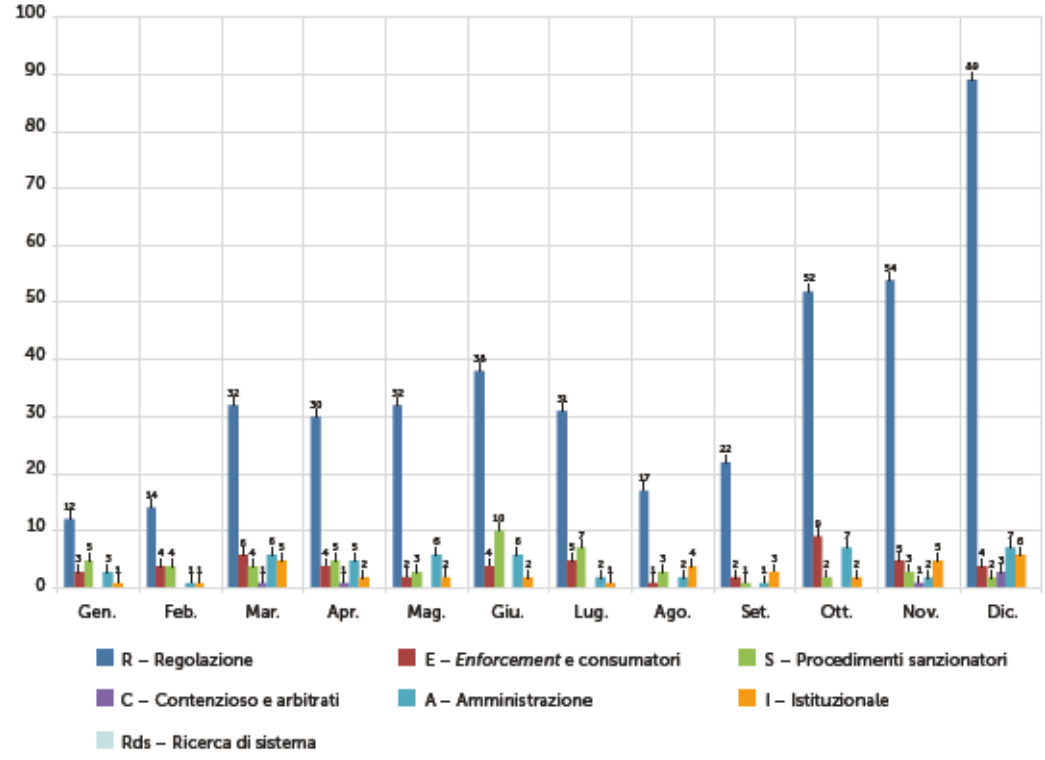
Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2020 sono stati complessivamente 609; tra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 11.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a circa 50 provvedimenti, con picchi significativi nei mesi di giugno, ottobre, novembre e dicembre (rispettivamente 60, 72, 70 e 111 provvedimenti).

FIG. 11.1 *Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2020*



Fonte: ARERA.

Di seguito si fornisce una rappresentazione più analitica della produzione provvedimentale mensile dell'Autorità per l'anno 2020 (Tav. 11.2).

TAV. 11.2 *Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2020*

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	12	14	32	30	32	38	31	17	22	52	54	89	423	*69,46%*
E – *Enforcement* e consumatori	3	4	6	4	2	4	5	1	2	9	5	4	49	*8,05%*
S – Procedimenti sanzionatori	5	4	4	5	3	10	7	3	1	2	3	2	49	*8,05%*
C – Contenzioso e arbitrati	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	3	6	*0,99%*
A – Amministrazione	3	1	6	5	6	6	2	2	1	7	2	7	48	*7,88%*
I – Istituzionale	1	1	5	2	2	2	1	4	3	2	5	6	34	*5,58%*
Rds – Ricerca di sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*0,00%*
TOTALE	24	24	54	47	45	60	46	27	29	72	70	111	609	*100,00%*

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quella relativa alla "Regolazione" (cui sono riconducibili 423 atti, ovvero circa il 69,5% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2020) e, a seguire, quella riguardante le attività di "*Enforcement* e consumatori" (con 49 atti, pari all'8% della produzione provvedimentale del 2020), quella afferente ai "Procedimenti sanzionatori" (con 49 atti, ovvero circa l'8% del totale), quella riconducibile all'attività di "Amministrazione" (con 48 atti, pari al 7,8%) e la macro-area relativa ai provvedimenti riconducibili all'attività "Istituzionale" (con 34 atti, pari a circa il 5,6% del totale). In via residuale, si pongono i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati", che sono stati in numero di 6 nel 2020.

Di seguito si propone una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2019 e quelli adottati nel 2020, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 11.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2019 e 2020, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2019		2020	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	380	65,52%	423	69,46%
E – *Enforcement* e consumatori	54	9,31%	49	8,05%
S – Procedimenti sanzionatori	49	8,45%	49	8,05%
I – Istituzionale	37	6,38%	34	5,58%
C – Contenzioso e arbitrati	15	2,59%	6	0,99%
A – Amministrazione	44	7,59%	48	7,88%
Rds – Ricerca di sistema	1	0,17%	0	0,00%
TOTALE	580	100,00%	609	100,00%

Fonte: ARERA

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione" – rimandando alle relazioni delle singole Direzioni tecniche per l'individuazione delle materie di maggior interesse sulle quali si è intervenuti –, in termini statistici si segnala un aumento dell'attività provvedimentale (423 atti nel 2020 rispetto ai 380 dell'anno precedente), il che conferma la centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità.

In particolare, quanto all'ambito più generale dell'energia, sono stati adottati 202 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 114 provvedimenti nel settore del gas, 35 provvedimenti intersettoriali, 7 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2020 sono stati assunti 27 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 26 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 12 provvedimenti per il settore del telecalore.

Costante è il dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità. Analogamente, i dati relativi alle categorie "*Enforcement* e consumatori" e "Istituzionale", nonché a quella "Amministrazione", appaiono nel 2020 sostanzialmente allineati rispetto ai valori osservati nel 2019. In riduzione, invece, da 15 atti nel 2019 a 6 atti nel 2020, il numero di provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati".

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda ancora una volta alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

La rilevanza delle attività di comunicazione e di informazione, con particolare riferimento alla trasparenza e alla concorrenzialità dei servizi, viene espressamente riconosciuta nella legge istitutiva dell'Autorità (legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità"), che all'art. 2, comma 12, lettere i) e l), riporta testualmente: *"ciascuna Autorità ... i) assicura la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi; ... presenta annualmente al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri una relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta; ... l) pubblicizza e diffonde la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali"*.

Sulla base del Regolamento di organizzazione e funzionamento e nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, approvato con la delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A, le funzioni assegnate alla Direzione Comunicazione Specialistica e *Mass Media* (DCSM) sono così riassumibili:

- curare la gestione e lo sviluppo del sito internet istituzionale e della intranet dell'Autorità;
- assicurare l'attività di comunicazione specialistica, anche tramite la predisposizione e la divulgazione, nelle diverse forme, di contributi specialistici sulle iniziative dell'Autorità, da utilizzarsi anche per stampa e *mass media*, al fine di garantire tempestiva e diffusa conoscenza degli obiettivi, dei contenuti e della *ratio* delle azioni dell'Autorità;
- curare l'immagine esterna, l'organizzazione di manifestazioni ed eventi dell'Autorità e monitorare quelli esterni, coordinando la partecipazione della struttura;
- coordinare la predisposizione della *Relazione Annuale*, con il supporto delle altre Unità organizzative;
- coadiuvare le Direzioni competenti nell'approntamento delle schede tecniche semplificate sui provvedimenti;
- curare l'informazione chiara, trasparente e tempestiva dell'Autorità tramite gli organi di informazione specialistici e quelli rivolti al largo pubblico, oltre che attraverso campagne di comunicazione generaliste;
- assistere il Presidente e i Componenti del Collegio nei rapporti con la stampa e i *mass media*.

La definizione degli obiettivi di comunicazione, inoltre, prende spunto in via principale dal Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità. Le attività di comunicazione e informazione sono, infatti, giudicate essenziali e trasversali al raggiungimento di alcuni obiettivi strategici (OS) fissati dal Collegio.

È questo uno dei motivi per i quali la DCSM ha predisposto un Piano di comunicazione biennale, nel quale sono stati fissati alcuni obiettivi di posizionamento nei confronti degli *stakeholder* e progettati strumenti di breve, medio e lungo periodo.

Il documento di Rendicontazione del Quadro strategico dimostra come alcune delle azioni di comunicazione si siano rivelate decisive per il raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Autorità.

Oltre che da una serie di iniziative di informazione e comunicazione, legate al 25° anniversario dalla legge istitutiva, il Piano di comunicazione 2021 è stato chiaramente integrato da un documento legato all'emergenza da Covid-19. La pandemia, come si vedrà di seguito, ha comportato un ripensamento di molti strumenti di comunicazione tradizionalmente utilizzati.

Per le sue particolari caratteristiche funzionali, l'attività della DCSM, nella maggior parte dei casi, non può esprimersi attraverso la produzione documentale di delibere o documenti per la consultazione. La comunicazione attraversa tutti i settori di competenza dell'Autorità e mira a garantire una corretta informazione verso i *media* e verso gli *stakeholder* (con la redazione di comunicati stampa, note, schede informative ecc.), anche per mezzo di azioni informali, come il costante rapporto con i giornalisti, il supporto attraverso i *social media* e la produzione di materiali divulgativi, l'organizzazione diretta di eventi o la partecipazione a eventi esterni.

Tra gli eventi, particolare rilevanza meritano, per impegno di risorse e obiettivi, le audizioni pubbliche e la *Relazione Annuale*: le prime come momento di fondamentale importanza per l'azione regolatoria e per il confronto con gli *stakeholder*, la *Relazione Annuale* per l'alto rilievo istituzionale che richiede una pianificazione di comunicazione integrata, rinvenibile nei contenuti dei volumi, nell'ideazione e nella realizzazione di una sintesi, nella produzione editoriale, nell'organizzazione dell'evento, nella correttezza del cerimoniale e nella diffusione dei materiali giornalistici e destinati ai *social media*.

Nell'ultimo biennio sono state realizzate campagne di comunicazione centrate sulla diffusione della conoscenza degli strumenti che l'Autorità mette a disposizione dei consumatori per muoversi più consapevolmente nei mercati dell'energia (Sportello per il consumatore, Servizio conciliazione) ed è stata ideata e realizzata la campagna di comunicazione per promuovere la visibilità del Portale Offerte e del Portale Consumi. Le campagne di comunicazione sono state sempre affiancate da attività sui *social media*, differenziate per contenuti, target e messaggi, aumentando il grado di fidelizzazione degli utenti e il posizionamento del *brand* ARERA. La *social media strategy* prevede un'ulteriore accelerazione nel corso del 2021.

In collaborazione con la Rai e con l'obiettivo di sensibilizzare i consumatori sul funzionamento dell'Autorità e sull'importanza delle tematiche energetiche e ambientali, è stata realizzata per la prima volta una diretta televisiva della presentazione della *Relazione Annuale* 2020 al Governo e al Parlamento. La relazione del Presidente dell'Autorità è stata trasmessa integralmente dal TG2, con il commento in studio del Presidente del CNEL (Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro), e rilanciata attraverso i *social network*, oltre che dagli organi di stampa.

Particolare attenzione è stata poi dedicata anche alla redazione e diffusione delle informazioni ai consumatori relative ai bonus sociali per la riduzione delle bollette per disagio economico e/o fisico, tramite il web, i *mass media* e i *social network*, con un'accelerazione ulteriore causata dall'avvio dell'introduzione dell'automatismo riconosciuto dalla legge per il loro ottenimento. A tal fine, l'Autorità ha agito su molteplici fronti, anche mediante l'interazione con le associazioni dei consumatori e le organizzazioni con finalità sociali. L'attività è stata accompagnata da progetti di informazione ai cittadini in condizioni di disagio, utilizzando sia testate giornalistiche generaliste e canali radiotelevisivi, sia strumenti mirati, come testate giornalistiche cattoliche, periodici delle associazioni non profit o delle associazioni che si occupano di disabilità. Con un formato da istruzioni per l'uso, sono stati realizzati messaggi per i *social media* e schede per le testate online. La campagna informativa accompagnerà gli ulteriori provvedimenti regolatori sul tema che verranno adottati.

In relazione alla progressiva rimozione della tutela di prezzo (mercato tutelato), partita dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese connesse in bassa tensione e per le micro-imprese titolari di almeno un punto con potenza superiore a 15 kW, l'Autorità (con la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel) ha introdotto il Servizio a tutele graduali, che prevede due fasi principali: una di assegnazione provvisoria, con termine 30 giugno 2021,

e una di assegnazione definitiva, a partire dal 1° luglio 2021. Per questo, a partire dal dicembre 2020 si è ritenuto utile informare e sensibilizzare i soli destinatari delle scadenze immediate e dei provvedimenti specifici di ARERA. Prima della scadenza del 1° gennaio 2021 (con la delibera 22 dicembre 2020, 584/2020/R/eel), oltre a prevedere un'informativa specifica che gli esercenti di maggior tutela devono inserire obbligatoriamente nelle bollette destinate ai soggetti coinvolti nella prima fase di assegnazione provvisoria al Servizio a tutele graduali, sono stati ideati, realizzati e condivisi con le principali associazioni di categoria e con l'Unione delle Camere di commercio, industria e artigianato materiali informativi e di comunicazione destinati a sensibilizzare (in modo selettivo) le piccole imprese e la quota di micro-imprese coinvolte dalla scadenza. In accordo con i responsabili per la comunicazione delle associazioni coinvolte, è stata condotta un'operazione di comunicazione integrata e multicanale. Nel dettaglio, tra il 10 e il 31 dicembre 2020, oltre alla predisposizione di specifiche pagine web sul sito istituzionale dell'Autorità, dedicate alla "Fine tutela" e al "Servizio a tutele graduali", sono state attivate collaborazioni con i seguenti soggetti: Unioncamere, Confcommercio, CNA, Confartigianato, Casartigiani, Confesercenti, Coldiretti, Confcooperative, Confindustria, Confapi e Confagricoltura. Per le associazioni di imprese, ARERA ha realizzato materiali di comunicazione personalizzati con i diversi loghi, producendo dei *format* grafici e di testo per un'operazione di comunicazione coordinata su tutto il territorio e su tutte le categorie di imprese. Sono stati predisposti i seguenti materiali: *brochure*, locandine, *banner* per i siti, *card* per i *social network* e articoli per la diffusione attraverso le *newsletter*. Già nel periodo compreso tra il 25 dicembre 2020 e l'8 gennaio 2021 sono state registrate circa 200 uscite tra web e *social*, per lo più concentrate su siti di informazione (*magazine*, *newspaper*, *news* online), pubblicazioni sui siti e sulle *newsletter* delle stesse associazioni e delle Camere di commercio territoriali, oltre ad articoli nazionali sulla stampa specializzata. È programmata anche l'uscita di uno specifico articolo su "PLUS!", periodico del Ministero dello sviluppo economico.

Come per tutta l'azione regolatoria e per gli specifici provvedimenti dell'Autorità di applicazione del Metodo tariffario rifiuti, anche buona parte della comunicazione prevista per il 2020 in materia di rifiuti ha subito uno slittamento causato dai provvedimenti nazionali legati all'epidemia di Covid-19. L'attività si è svolta prevalentemente attraverso l'organizzazione di *webinar* e le uscite stampa. La ripresa delle azioni regolari (come previsto da uno specifico progetto di comunicazione dedicato ai rifiuti) è vincolata anche alla piena ed effettiva applicazione dell'MTR da parte dei comuni.

Nell'anno 2020 la DCSM ha basato buona parte del proprio lavoro sul tema della trasparenza, della valorizzazione delle migliori pratiche e della promozione di un rapporto costante con gli *stakeholder*.

Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder*, nonché le audizioni periodiche e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo, sono stati il centro di un'attività di organizzazione di eventi che ha scandito il biennio 2019-2020. In queste occasioni, la Direzione Comunicazione gestisce gli aspetti promozionali, organizzativi, logistici e di diffusione dei contenuti, prestando attenzione al *format*, al cerimoniale e ai prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati. Gli eventi "in presenza" costituiscono il settore della comunicazione che in tutto il mondo ha subito un impatto maggiore dall'emergenza da Covid-19: non solo gli eventi fieristici, ma anche i convegni e i seminari hanno accusato una battuta d'arresto immediata e disorientante. L'annullamento degli appuntamenti programmati e il perdurare della pandemia hanno richiesto ovunque un rinnovato approccio alle tecniche relazionali, la digitalizzazione delle conferenze e una nuova calendarizzazione degli eventi, da integrare con un modo completamente diverso di svolgere il proprio lavoro ordinario. Anche in ARERA si è reso necessario uno sforzo immediato per il potenziamento degli strumenti digitali di comunicazione per supportare le nuove modalità di fruizione online.

Rimodulazione dei servizi richiesti ai fornitori, ripensamento delle formule, apprendimento rapido dei nuovi metodi e ridefinizione del calendario degli appuntamenti sono stati tra gli effetti più visibili del lavoro della DCSM.

L'ufficio stampa

Per quanto riguarda l'attività di ufficio stampa, appare evidente lo stravolgimento dei palinsesti e degli spazi giornalistici che, a seguito dell'insorgere dell'emergenza epidemiologica, ha modificato radicalmente equilibri consolidati a livello nazionale e globale. Da oltre un anno, infatti, i *media* di tutto il mondo sono concentrati sull'andamento dell'epidemia: dalle fasi iniziali, con la cronaca della diffusione del Covid-19, al racconto odierno del progredire della vaccinazione, l'emergenza pandemica continua ad avere priorità nell'informazione, mentre gli spazi dedicati a "tutto il resto" si sono compressi in maniera evidente. Il 2020 non è paragonabile con nessun anno ordinario precedente.

Questo non toglie che l'attività istituzionale dell'Autorità sia stata accompagnata da una costante azione dell'ufficio stampa, finalizzata a diffondere ai diversi *media*, in modo trasparente e dettagliato, l'attività di regolazione nei settori di competenza. Ciò ha comportato un'azione integrata tra i differenti canali offerti da un panorama della comunicazione sempre più ampio e differenziato. Da un lato, infatti, si è continuato a rivolgere grande attenzione verso gli strumenti più classici e tradizionali, come gli spazi delle testate cartacee, quotidiane e periodiche, della radio e della televisione, e quelli delle testate web, ancora di fondamentale importanza per gli ampi numeri di pubblico generalista raggiunti; dall'altro lato, però, l'ufficio stampa ha indirizzato una crescente attenzione ai *social media*, imprimendo un forte impulso a tutta la comunicazione online e sviluppando anche i canali *social* dell'Autorità (Twitter, LinkedIn, YouTube).

Da evidenziare, anche nel 2020, l'appuntamento fisso settimanale all'interno del programma di approfondimento di Radio 1, "Sportello Italia", con una rubrica *ad hoc* dedicata ai temi della regolazione, con la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità. Un appuntamento, destinato ai consumatori, che si è affiancato alla consolidata presenza nella trasmissione "Mi manda Rai 3".

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa per il 2020 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2020) si è basata sui 4.351 articoli che hanno citato l'Autorità, un numero in aumento del 20% rispetto al 2019. I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono il 27%, con 1.163 articoli (in calo rispetto ai 1.663 del 2019), mentre sono in netto aumento quelli valutati come neutri (2.882, saliti al 66%), con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto il 93%, confermando il *trend* di crescita dell'anno precedente (88%).

Anche per ARERA, come detto in premessa, i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura risentono significativamente della modifica degli spazi giornalistici indotta dall'emergenza da Covid-19.

La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), con 734 milioni di contatti, ha registrato un forte calo (del 26%) rispetto ai 993 milioni di contatti del

2019, tornando quindi agli stessi livelli del 2018. Con riferimento alla *readership*, poco più della metà dei contatti (61%) è stata rilevata dalle testate regionali locali e *free press*, il 33% dalla stampa nazionale, il 5% dalla stampa specializzata e di settore e l'1% dai periodici. Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare l'elettrico (34% degli articoli), seguito dal settore ambientale (26%), da quello del gas (22%) e dal settore idrico (18%). Tra gli argomenti trasversali di maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati a prezzi e tariffe, che hanno raggiunto circa la metà (53%) del totale; le tematiche legate al mercato hanno, invece, raggiunto il 39% di visibilità, mentre quelle riguardanti i diritti dei consumatori si sono fermate al 7%. Infine, l'argomento "Poteri e nomine" ha fatto registrare l'1% della visibilità complessiva. Tra gli strumenti di tutela ed *empowerment* del consumatore, la stampa ha trattato maggiormente il tema del bonus elettrico (26%) e, a seguire, quelli del bonus acqua (23%) e del bonus gas (20%). Buona rilevanza ha avuto anche il Servizio conciliazione (9%). Nel 2020, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulle testate regionali a distribuzione gratuita (*free press*) a fare registrare il maggiore spazio dedicato all'Autorità, con 2.274 articoli, pari al 52% del totale; segue la stampa specializzata con il 39% (1.681 articoli). Gli articoli dei quotidiani nazionali sono stati 389 (l'8%, mentre erano il 13% l'anno precedente); calano, infine, gli articoli apparsi sui periodici, che, con 12 rilevazioni (28 nel 2019), rappresentano appena l'1% del totale.

Per quanto riguarda le testate web, secondo la *media analysis* 2020 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sui principali siti online nel periodo gennaio-dicembre 2020) sono stati registrati 3.587 articoli che hanno citato l'Autorità. I siti che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: Yahoo.it (106 articoli), IlMessaggero.it (90), Adnkronos.com (72), IlSole24ore.com (70), Affaritaliani.it (63), Sostariffe.it (56), Repubblica.it (52) e Finanza.Repubblica.it (48).

Per quanto riguarda la *readership* complessiva ottenuta sul web, gli utenti raggiunti sono 377.784.635.

L'analisi radio e televisione

La rivoluzione dei palinsesti di radio e TV a seguito dell'emergenza epidemiologica appare evidente anche nella *media analysis* 2020, che evidenzia una flessione (-10% rispetto al 2019) della presenza dell'Autorità sui canali radiotelevisivi. Sono, infatti, 225 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 249 nel 2019), 145 delle quali televisive. Per quanto riguarda il *sentiment* complessivo del 2020, cioè la percezione dell'intervento, il 43% delle citazioni televisive è risultato positivo (l'anno precedente era il 53%), il 37% è risultato neutro e il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) si è attestato all'80% (78% l'anno precedente). Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati poco più di 113 milioni, in leggero aumento rispetto ai 111 milioni del 2019. La *media analysis* conferma il maggiore spazio riservato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico Rai (il 73% del totale) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di Rai 3 (40%) e Rai 1 (15%), seguite da Canale 5 (11%) e da Rai 2 (8%). Per quanto riguarda la radio (80 *clip* di interventi totali) sono Rai-Radio 1 e Radio 24 ad aver citato più spesso l'Autorità. In relazione alla tipologia degli spazi, l'Autorità in televisione risulta presente soprattutto nei servizi dei telegiornali (60% delle citazioni totali), a seguire nei cosiddetti "contenitori" (37% delle citazioni totali) e, infine, nelle rubriche (1%). Al contrario, per la radio le rubriche (56%) prevalgono sui servizi dei notiziari (23%) e i "contenitori" (21%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe risultino i più frequenti: il maggior numero di citazioni ha riguardato questa categoria rispetto alle tematiche del mercato, coprendo più della metà di tutti gli argomenti affrontati in televisione. Per quanto riguarda gli spazi radio, invece, si è verificata la situazione inversa, con le tematiche legate al mercato che sono risultate prevalenti. All'interno dei temi riguardanti i *consumer*, i più

visibili in televisione sono stati gli spazi dedicati ai bonus sociali acqua, luce e gas. Identica situazione per quanto riguarda i temi con più spazi radio, dove però c'è stata una buona rilevanza delle tematiche relative a Portale Offerte, Portale Consumi e Sportello per il consumatore.

I *social media*

Dopo la riorganizzazione del 2019, nel 2020 ARERA ha consolidato la propria presenza sui *social media*. Attraverso una *social media strategy* attentamente pianificata, sono stati definiti la strategia e gli strumenti per programmare e coordinare l'attività in modo strutturato e organizzato, raggiungendo un posizionamento coerente con quanto definito dalle linee di comunicazione e dal Quadro strategico, in particolar modo per rispondere alle necessità sorte con la diffusione del Covid-19. È stato adottato un piano editoriale e strategico differenziato in base alle piattaforme utilizzate, che anche nel 2020 ha prodotto circa 900 contenuti, in particolare focalizzati su: informazioni e servizi, attività e iniziative di ARERA, la regolazione, le norme, le novità in ambito energetico e ambientale, la risposta ai principali interrogativi della comunità in merito a temi di competenza dell'Autorità, la diffusione degli interventi e delle partecipazioni del *management*, le iniziative internazionali. La comunicazione digitale è stata investita delle necessità imposte dalla situazione emergenziale da Covid-19, ovvero il maggior utilizzo del web da parte degli italiani e l'urgenza di comunicare tempestivamente e diffusamente i provvedimenti dell'Autorità legati all'emergenza e adottati a tutela dei consumatori e per le imprese, contenenti misure di sostenibilità economico-finanziaria e semplificazione e deroga degli adempimenti.

Dopo l'elaborazione e la pubblicazione di una "*social media policy* esterna" che, improntandosi all'ascolto e al dialogo con la comunità, ha dichiarato gli intenti della comunicazione *social* di ARERA, le modalità con cui questa viene effettuata, le garanzie verso gli *user*, il necessario rispetto delle regole da parte della *community* e i tempi e modi di moderazione, nel 2020 è stata introdotta anche una "*social media policy* interna" dedicata a tutti i dipendenti e i collaboratori. Gli obiettivi sono: ricondurre alla Direzione Comunicazione l'unitarietà della "voce" ARERA all'esterno; prevenire e gestire al meglio la comunicazione di crisi; illustrare alcune linee guida e norme di comportamento tese a garantire la salvaguardia dell'ente e delle persone che ci lavorano, suggerendo ai dipendenti di osservare un comportamento pubblico rispettoso dell'organizzazione presso cui prestano servizio, in linea con il Codice etico e i patti di riservatezza sottoscritti al momento dell'assunzione; incoraggiare i dipendenti a seguire gli *account* ufficiali dell'Autorità e a condividere i contenuti diffusi dai canali *social*, allineando le informazioni dentro l'Autorità; aumentare lo spirito di appartenenza e incoraggiare i collaboratori a sentirsi *ambassador*, come suggeriscono le migliori pratiche nazionali e internazionali (*employee advocacy*).

Nel corso del 2020 sono stati potenziati in particolare gli *account* YouTube e Facebook. YouTube è la piattaforma più famosa e consultata per la pubblicazione di video, l'interazione e la condivisione. In passato utilizzato da ARERA come mero *repository* di pochi contenuti prettamente tecnici (per esempio convegni), il canale dell'Autorità è stato invece sottoposto a un forte intervento nel 2020, impiegando tutte le azioni organiche a disposizione: il *renaming* più facile e intuitivo (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazionEnergiaeAmbiente), l'aggiornamento frequente e costante di tutti gli interventi, la creazione di *playlist* tematiche, la *search engine optimization*, la realizzazione e l'utilizzo dei *thumbnail*, miniature immediate e comprensive che spiegano agli *user* i contenuti del video ecc. In un anno gli iscritti sono aumentati del 158%, arrivando a 643 (erano 250 nel 2019); i video pubblicati sono stati 120 (contro 40 nel 2019), sono raddoppiate le visualizzazioni ed è triplicato il tempo di visualizzazione.

L'*account* Twitter *@ARERA_it* era stato utilizzato fino al 2018 solo per ridiramare delibere e comunicati durante gli orari d'ufficio e i giorni feriali. Nel 2020 è proseguita la nuova strategia inaugurata nel 2019 e finalizzata a fornire in maniera trasparente e tempestiva – cioè 7 giorni su 7 e lungo tutto l'arco dell'anno – informazioni sui servizi e sulle principali attività e iniziative dell'Autorità, raccontandole in modo *user friendly*, al fine di agevolare il dialogo con la comunità e migliorare la conoscenza del *brand* (circa 500 *tweet* e *retweet* complessivi prodotti). Nel 2020 i *follower* sono aumentati di circa il 6% (da 11.014 a 11.659). Inoltre, con la focalizzazione su target propri di Twitter, come i giornalisti e gli *opinion leader*, che spesso hanno ripreso e pubblicato contenuti diffusi anche solo sulla piattaforma, hanno beneficiato l'attività di ufficio stampa e il numero di uscite (si veda, in merito, il precedente punto "L'analisi stampa").

Dopo un anno dal lancio della pagina azienda di ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera) nel 2019, rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico, nel 2020 è stata attivata la nuova pagina vetrina "ARERA for Balkans". L'obiettivo della pagina è promuovere le attività dell'Autorità nei Balcani e raggiungere destinatari italiani e stranieri presenti in diversi Paesi. Ciò ha consentito, da un lato, di beneficiare di una maggiore e più rapida visibilità e di una riconosciuta reputazione e credibilità sulla piattaforma, dall'altro, di mantenere distinti dalla pagina principale strategie, finalità e target. La pagina "ARERA for Balkans", già predisposta per ospitare questa e future iniziative che dovessero realizzarsi nell'area dei Balcani, sta consentendo di aggiornare costantemente tutti gli interessati sulle attività del progetto. Nella pagina azienda vengono, invece, 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 dell'Autorità nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività (circa 189 *post* e condivisioni) ha fatto sì che i *follower* organici passassero in un anno e mezzo da zero ai 23.800 del 2020. 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).

Maggiore attenzione è stata dedicata nel 2020 anche alla prima pagina Facebook di ARERA, dedicata al Portale Offerte (www.facebook.com/ilportaleofferte), attivata nel 2019 in concomitanza con la relativa campagna pubblicitaria. La gestione della pagina, in un primo tempo svolta in collaborazione con l'Agenzia di comunicazione fornitrice, è stata completamente internalizzata nel corso dell'anno. L'incremento maggiore di *follower*, dopo la fase iniziale, è avvenuto proprio con la presa in carico interna della pagina e con l'introduzione di *card*, *copy* (slogan e forti chiamate per sollecitare l'interazione del pubblico) e *post* studiati dal *social media manager* dell'Autorità solo per questo particolare canale, con la produzione di contenuti attuali o anche "freddi", ma sempre di interesse. Sono stati così raggiunti nel 2020 i 2.751 *follower*, con un aumento di circa il 10% rispetto al 2019.

È stata, infine, attivata la collaborazione con PAsocial, la rete di *ambassador* della pubblica amministrazione più moderna, attraverso cui vengono diffuse e rilanciate ulteriormente le notizie e le attività dell'Autorità, consolidandone la reputazione e migliorando la *brand awareness* tra gli addetti ai lavori della comunicazione e non solo.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2020, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono state realizzate nuove sezioni dedicate a eventi o temi di attualità, valorizzate anche da *banner* nella *home page*.

CAPITOLO 11

Nel marzo 2020 è stata progettata la sezione "Emergenza Coronavirus", con la finalità di raccogliere gli atti relativi a disposizioni urgenti dovuti alla fase emergenziale e di evidenziare alcune delle interviste e degli articoli sulle decisioni assunte dall'Autorità a tutela dei consumatori e a favore delle piccole e medie imprese nel periodo di pandemia.

In occasione della rimozione della tutela di prezzo per tutte le piccole imprese e alcune micro-imprese, è stata realizzata a fine anno una sezione dedicata, con lo scopo di informare sul progressivo passaggio dal mercato tutelato al mercato libero.

Per accompagnare le esigenze di approfondimenti degli operatori del settore, inoltre, sono state pubblicate pagine specifiche sulle colonne montanti, sul ritiro dedicato e i prezzi minimi garantiti e sulla mobilità elettrica.

In occasione della pubblicazione del Rapporto sul monitoraggio *retail* è stata, infine, riprogettata la sezione dei dati corrispondente attraverso la creazione di grafici interattivi, avviando così un progetto di riedizione in formato grafico dei dati statistici, che via via interesserà tutti i dati che vengono pubblicati sul sito.

Per i consumatori è stata rinnovata la sezione dell'"Atlante sui rifiuti", che si compone di 30 nuove domande e risposte dedicate al servizio di gestione dei rifiuti domestici, al pagamento, ai diritti e alle tutele.

Aggiornamenti costanti, oltre che per numerose pagine del sito, sono stati effettuati in particolare per il Massimario, che riporta tutti gli orientamenti dell'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale tra operatori e produttori da fonti rinnovabili contro gestori di rete di energia elettrica e gas.

Il sito dell'Autorità, nel corso del 2020, è stato visitato da quasi 2 milioni di utenti unici, che hanno effettuato 4,3 milioni di sessioni, con circa 16 milioni di pagine visitate. Più della metà degli utenti accede al sito con frequenza, con sessioni anche quotidiane, mentre un'altra metà è costituita da visitatori occasionali, che accedono prevalentemente da motori di ricerca o da link presenti sui siti o blog di *stakeholder* o giornalistici. La maggior parte degli utenti (l'80% circa) utilizza dispositivi *desktop*.

Le sezioni del sito più visitate sono quella che consente la ricerca degli operatori/gestori dei settori regolati su base territoriale o per ragione sociale (circa il 25% delle visualizzazioni di pagina totali) e quelle dedicate ai provvedimenti dell'Autorità. Le visite di consumatori e utenti finali si concentrano sulle pagine relative ai prezzi, ai bonus e agli altri servizi dedicati, quali il Portale Offerte, il Servizio conciliazione e lo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il sito "Atlante per il consumatore" (www.arera.it/atlante), guida in forma di domande e risposte per i consumatori e gli utenti dei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua e dei rifiuti, conta circa un milione di visite annuali. La maggior parte dei visitatori arriva alle pagine dell'Atlante da una ricerca effettuata in rete che ha come oggetto prevalente argomenti relativi a problematiche specifiche inerenti alla gestione delle forniture da parte del cittadino (allacciamento, voltura, lettura della bolletta ecc.), con particolare riguardo a quella dell'energia elettrica.

Le visite al sito "Come leggere la bolletta" sono circa 170.000 (bolletta.arera.it/bolletta20) e si concentrano soprattutto sulla "Guida alle voci di spesa". In questo caso almeno un quarto degli utenti viene acquisito da link presenti sui siti degli operatori (dati Google Analytics).

Nel corso del 2020 è stata portata a termine anche la revisione della intranet dell'Autorità. Grazie alla consulenza di *visual* e *web designer*, è stata completamente rivisitata l'interfaccia, coordinandone l'immagine con quella del sito esterno, privilegiando l'inserimento di immagini e icone grafiche e strutturando meglio le comunicazioni ai dipendenti. Particolare attenzione è stata prestata all'usabilità, per facilitare l'accesso ai servizi interni e per rendere evidente il percorso per la ricerca di informazioni. Per tale finalità l'architettura della intranet è stata razionalizzata e snellita, con specifico riguardo alle sezioni relative alla documentazione, all'organizzazione e alla formazione interna.

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. Per eventi si intendono convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder*, nonché le audizioni periodiche e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo. In queste occasioni la Direzione Comunicazione gestisce gli aspetti organizzativi e logistici e assicura il corretto svolgimento dell'evento, curandone il *format*, le operazioni di iscrizione, il cerimoniale, i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati. Inoltre, il supporto della Direzione Comunicazione si concretizza nelle attività di diffusione e promozione precedenti, contestuali e conseguenti a ogni evento, attraverso azioni dell'ufficio stampa, prodotti foto e video, iniziative di pubblicazione, approfondimento e dibattito sui *media* di maggiore interesse per gli *stakeholder* dell'Autorità, come illustrato nei precedenti sottoparagrafi che analizzano nello specifico le strategie sui singoli *media*.

La Direzione Comunicazione si è, inoltre, impegnata a garantire lo svolgimento dei seminari anche dopo il subentro dell'emergenza sanitaria, gestendone l'organizzazione attraverso la realizzazione di *format* online (*webinar*, dirette in *streaming*), che hanno tra l'altro consentito l'ampliamento della platea dei partecipanti. Il primo evento realizzato in tale modalità è stato il convegno "Rifiuti: il metodo tariffario e i provvedimenti in fase Covid-19", tenutosi il 15 luglio.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2020:

- il seminario "La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato" (Milano, 21 gennaio), in cui sono stati illustrati i criteri e le regole sull'aggiornamento della qualità contrattuale del servizio idrico integrato e sul Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, nonché i principali interventi tesi ad accelerare la realizzazione di opere necessarie e urgenti, ritenute di rilevanza strategica per il perseguimento, in particolare, degli obiettivi di qualità tecnica;
- il seminario "Stato e prospettive della regolazione del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento" (Milano, 6 febbraio), rivolto agli operatori del settore e alle associazioni dei consumatori, in cui sono stati presentati lo stato e le prospettive della regolazione del settore del telecalore;
- il seminario tecnico "Ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici" (Milano, 18 febbraio), rivolto principalmente agli amministratori di condominio e alle figure professionali interessate a opere edili ed elettriche in edifici, in cui sono stati illustrati i contenuti della regolazione sperimentale che riguarda, appunto, l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici;
- il convegno "Rifiuti: il Metodo tariffario e i provvedimenti in fase Covid-19" (*webinar*, 15 luglio), che ha mostrato come è cambiata la TARI, dall'approvazione dell'MTR alle successive scadenze, nello scenario dell'emergenza

da Covid-19, che ha aggiunto gradi di difficoltà a un percorso già avviato, ma che ha potuto rappresentare – tramite le forme di flessibilità introdotte dall'Autorità – un'occasione di coordinamento nel Paese in materia di rifiuti;

- le audizioni periodiche: nei giorni 22 e 23 luglio si sono svolte online le audizioni periodiche ARERA ai sensi del Regolamento dell'Autorità (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A); le audizioni sono state finalizzate alla raccolta di osservazioni e proposte da parte degli *stakeholder* in materia di servizi pubblici e di pandemia di Covid-19, con particolare riferimento alle possibili azioni regolatorie per fronteggiare gli effetti dell'emergenza e rimettere in moto i processi;
- il *workshop* "Studio RSE sullo sviluppo delle infrastrutture energetiche della Sardegna" (*webinar*, 9 ottobre), il cui scopo principale è stato permettere ai soggetti che hanno fornito all'Autorità contributi scritti sullo studio della società Ricerca sul sistema energetico (RSE) di ricevere da quest'ultima un riscontro di natura tecnica sulle osservazioni formulate;
- il seminario tecnico "Ammodernamento colonne montanti: regolazione sperimentale e incentivi" (*webinar*, 23 novembre) – rivolto agli amministratori di condominio e alle loro associazioni, alle imprese che eseguono lavori edili ed elettrici nei condomini, ai professionisti abilitati allo svolgimento di incarichi di direttore dei lavori o di coordinatore per la sicurezza –, che ha inteso fornire un aggiornamento sulle attività poste in essere dai distributori di energia elettrica di maggiori dimensioni per dare attuazione alla regolazione sperimentale di ARERA, in particolare nel facilitare il contatto e l'avvio dell'iter procedurale con gli amministratori di condominio;
- il "Forum della regolazione dell'energia elettrica", giunto alla sua XXXV edizione e organizzato dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità, che si è svolto nei giorni 7 e 8 dicembre con un *format* online a causa dell'emergenza sanitaria. L'evento, a cadenza annuale, è di rilievo per l'integrazione dei mercati energetici a livello europeo e prevede mediamente la partecipazione di oltre un centinaio di rappresentanti delle seguenti istituzioni: Commissione europea, ministeri competenti degli stati membri dell'UE, autorità di regolazione nazionali dell'energia, associazioni di categoria a livello europeo.

La Direzione Comunicazione, inoltre, è incaricata di gestire l'organizzazione dell'evento istituzionale di maggiore rilievo per l'Autorità, ovvero la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che nel 2020 si è tenuta il 17 settembre presso la Sala della Regina della Camera dei deputati. Nel rispetto delle norme sanitarie, l'evento in presenza è stato riservato a un numero ristretto di cariche istituzionali.

La presentazione è stata seguita via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva su Rai 2 con la partecipazione del Presidente del CNEL, Tiziano Treu. Occorre, infine, ricordare come anche l'*editing*, l'impaginazione e la veste grafica dei due volumi di cui si compone la *Relazione Annuale* siano a cura della stessa Direzione. Anche lo scorso anno è stata realizzata e distribuita una sintesi dei volumi.

Altre iniziative di comunicazione

Patrocini

Con la delibera 7 aprile 2020, 118/2020/A, l'Autorità ha approvato il regolamento per la concessione, a titolo gratuito, del patrocinio e dell'utilizzo del logo in occasione di iniziative di alto rilievo e interesse ricadenti nei propri settori di competenza e coerenti con le proprie finalità istituzionali.

Venticinquennale dell'Autorità

Il 14 novembre 1995 veniva approvata la legge n. 481, che ha istituito nel nostro Paese le Autorità indipendenti di regolazione dei servizi di pubblica utilità. Pertanto, nel novembre 2020 ARERA ha compiuto 25 anni dalla sua istituzione.

Una ricorrenza sottolineata da una nuova veste grafica del logo pubblicato in tutti gli spazi di comunicazione, per accompagnare, lungo 12 mesi, le attività istituzionali ordinarie e straordinarie dell'Autorità.

Inoltre, per celebrare i 25 anni, è stato realizzato, in collaborazione con l'ANSA (Agenzia nazionale stampa associata), il volume *Venticinque*. Il libro racconta, attraverso parole e immagini, l'ultimo quarto di secolo nei settori dell'energia e dell'ambiente: un viaggio che ripercorre alcuni dei passaggi fondamentali della vita dell'Autorità, nel contesto dei principali avvenimenti a livello nazionale, europeo e mondiale.

In particolare, il volume fornisce uno sguardo d'insieme sul periodo trattato, dalle prime liberalizzazioni ai mercati dell'energia, dalle economie del petrolio alle nuove dimensioni delle economie circolari, del *Green New Deal*, dello sviluppo sostenibile. Un racconto in cui si inserisce la regolazione italiana, con l'operato dell'Autorità dapprima limitato ai settori dell'energia elettrica e del gas, e in seguito esteso anche al settore idrico e, infine, ai settori del telecalore e dei rifiuti: una storia e un'evoluzione scandite attraverso le *Relazioni Annuali* al Governo e al Parlamento, presentate dai quattro presidenti che fino a oggi, a ogni settennato, si sono succeduti.

Il libro è stato distribuito ai principali rappresentanti del mondo delle istituzioni, degli *stakeholder* e dei *media*.

Comunicazione tecnica

Per comunicare correttamente e in modo tempestivo i contenuti dei propri provvedimenti, spesso caratterizzati da elevati tecnicismi, l'Autorità, sin dal 2014, pubblica sul proprio sito internet, contestualmente alle principali delibere, le cosiddette "schede tecniche". Si tratta di documenti divulgativi, che utilizzano un linguaggio semplificato, seppur rigoroso, tale da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti adottati in tema di energia e di ambiente. Sono esclusi i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi di rilievo interno all'Autorità, agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo.

Tra i principali fruitori delle schede tecniche si annoverano i giornalisti; ciò a dimostrazione del fatto che tali schede sono considerate utili ausili per l'illustrazione e la comunicazione dei provvedimenti adottati dall'Autorità.

Le schede tecniche redatte nell'anno 2020 sono state circa 30, oltre la metà delle quali relative a delibere inerenti al settore elettrico.

CAPITOLO 11

Biblioteca

L'emergenza epidemiologica da Covid-19, che ha costretto a riorganizzare le modalità di lavoro degli Uffici, è stata l'occasione per dare un forte impulso alla digitalizzazione della biblioteca, che l'Autorità ha costituito fin dall'inizio delle sue attività e che poi, di anno in anno, ha progressivamente ampliato.

Nel 2020 si è assistito a un notevole incremento della documentazione in formato elettronico, che ha permesso di ottenere, oltre a un risparmio di costi, una maggiore fruibilità del materiale bibliotecario da parte dei dipendenti, tramite il collegamento diretto da *personal computer*. Attualmente sono catalogate 86 riviste web e sono in dotazione 19 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. In relazione a queste ultime, nel corso dell'anno sono stati organizzati, per iniziativa della responsabile del servizio, alcuni *webinar* con l'obiettivo di consentire ai dipendenti di migliorarne ulteriormente l'utilizzo.

Complessivamente, tra documentazione cartacea e digitale, la biblioteca consta di 5.000 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili, su carta o online, 102 riviste di carattere giuridico-economico, tutte attinenti ai campi di interesse dell'Autorità.

La biblioteca continua a essere collegata al circuito ESSPER, il quale offre un servizio di *document delivery* che consente di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, con una banca dati di spoglio di periodici che comprende più di 1.070 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 347, della legge 30 dicembre 2018, n. 145 (c.d. legge di bilancio 2019) e della relativa stabilizzazione, la pianta organica dell'Autorità è stata rideterminata con la delibera 4 agosto 2020, 307/2020/A. L'Autorità può contare su una pianta organica di 230 unità di personale di ruolo e, all'esito del processo di stabilizzazione, di 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2020 erano in servizio 208 dipendenti di ruolo (18 dei quali dirigenti, 143 funzionari, 45 operativi, 2 esecutivi), 14 dipendenti con contratto a tempo determinato e 16 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 di poco superiore ai 48 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 11.4 *Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2020*

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	18
Funzionari	143
Operativi	45
Esecutivi	2
TOTALE	208

Fonte: ARERA.

TAV. 11.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2020 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	18	5(A)	1
Funzionari	143	8	13
Operativi	45	1	1
Esecutivi	2	0	1
TOTALE	208	14(A)	16

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 11.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2019 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. 11.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2018*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	205.410,75	Primo funzionario	111.742,96	Impiegato	62.155,90	–	–
Direttore centrale	183.343,33	Funzionario I	87.180,48	Coadiutore	52.328,10	Commesso capo	47.581,11
Direttore	146.713,44	Funzionario II	68.691,15	Aggiunto	40.968,88	Commesso	36.089,77
Direttore aggiunto	131.502,99	Funzionario III	58.758,00	Applicato	36.756,95	–	–

Fonte: ARERA.

L'anno 2020 ha visto innanzitutto la stabilizzazione, ai sensi della citata legge n. 145/2018, di 45 unità di personale, già impegnate con contratti a tempo determinato e immesse in ruolo dal 1° settembre 2020.

Nel corso dell'anno si è proceduto al consolidamento della nuova Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani e Assimilati, tramite l'avvio e, in parte, la gestione delle procedure concorsuali per l'assunzione di tre distinti profili professionali da assumere nella carriera di funzionari. Inoltre, sono state predisposte le attività propedeutiche per ulteriori assunzioni a tempo determinato.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, con l'emergenza pandemica da Covid-19 si è reso necessario introdurre misure eccezionali nella gestione ordinaria delle attività lavorative. L'istituto del telelavoro si è rivelato la modalità organizzativa ottimale da utilizzare per la generalità dei dipendenti, salvo alcune eccezioni, per la gestione e l'organizzazione del lavoro. La situazione di emergenza epidemiologica è stata, quindi, affrontata attraverso gli istituti del telelavoro strutturato e del telelavoro diffuso (quest'ultimo caratterizzato da maggiore flessibilità nella scelta del luogo e dei giorni, definiti in misura massima su base annua e settimanale), già presenti nell'ordinamento dell'Autorità dal 2015. In particolare, nell'anno della pandemia il personale dell'Autorità era già dotato di strumenti informatici idonei e necessari a rendere la prestazione lavorativa da remoto. Per tali motivi è stato possibile concludere agevolmente, già nei primi giorni di marzo 2020, un accordo con le organizzazioni sindacali al fine di sospendere, con riferimento al telelavoro diffuso, i limiti numerici (settimanali e annuali) di giornate lavorative da

remoto e, con riferimento al telelavoro strutturato, il rientro settimanale. A giugno 2020 è stata, infine, introdotta una specifica disciplina del telelavoro per l'anno in corso per la corretta gestione della fase emergenziale, estesa poi al 2021 con l'accordo sindacale di dicembre 2020.

Per quanto attiene agli altri profili negoziali, sono stati conclusi due importanti accordi sindacali, il primo a maggio 2020, relativo al trattamento giuridico ed economico del personale immesso nei ruoli a seguito della stabilizzazione *ex lege* n. 145/2018, e l'altro a giugno 2020, riguardante la valorizzazione e la valutazione del personale dipendente ARERA, recepiti rispettivamente con le delibere 19 maggio 2020, 171/2020/A, e 30 giugno 2020, 254/2020/A.

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 11 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 8 gli assegni di ricerca finanziati nel 2020.

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. 11.7 *Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)*

	2019	2020
ENTRATE DELLA GESTIONE	**73,67**	**68,95**
Contributo a carico dei soggetti regolati	71,87	67,14
Altre entrate	1,80	1,81
SPESE DELLA GESTIONE	**(56,59)**	**(60,38)**
Spese correnti	(56,14)	(59,89)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	*(35,13)*	*(35,96)*
– Imposte e tasse a carico dell'ente	*(2,24)*	*(2,36)*
– Acquisto di beni e servizi	*(11,66)*	*(12,42)*
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	*(1,31)*	*(2,12)*
– Altre spese correnti	*(0,73)*	*(1,45)*
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,07)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,45)	(0,49)
Variazione dei residui attivi	**(0,01)**	**(0,01)**
Variazione dei residui passivi	**0,44**	**0,22**
AVANZO DELL'ESERCIZIO PRIMA DEGLI ACCANTONAMENTI	17,51	8,78

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni della spesa poste 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 2020, 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 2020, su proposta dell'Autorità, è stata, quindi, ridotta per il secondo anno consecutivo l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,31‰ dei ricavi, rispetto allo 0,32‰ dell'esercizio 2019 e allo 0,33‰ dell'esercizio 2018, a parità di un contributo aggiuntivo pari allo 0,02‰ dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). Sono rimaste, invece, invariate 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‰).

Nel 2020 il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito una diminuzione di circa 4,73 milioni di euro.

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2020, i 35,96 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 e da ARIA – Regione Lombardia (attraverso la piattaforma telematica di *e-procurement* Sintel). 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 leggero rialzo dopo tre esercizi consecutivi in diminuzione.

Le spese in conto capitale (0,49 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 nel 2015 sulla base di quanto consentito dell'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 dipendente e a utilizzarne una parte già vincolata per oneri di gestione. L'avanzo libero è stato pertanto determinato in 8 milioni di euro.

CAPITOLO 11

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 2020 erano attive più di 100 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 sui grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una soluzione 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 poter 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.

Grazie alle fondamenta poste negli anni passati, al sopraggiungere della recente emergenza sanitaria a tutto il personale dell'Autorità è stata data la possibilità di lavorare in *smart working*, garantendo così la piena operatività dell'Amministrazione senza soluzione di continuità.

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 che, tra le altre cose, 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

PAGINA BIANCA

181410156030