



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ SVOLTA

31 MARZO 2019

VOLUME 2



RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ SVOLTA

31 MARZO 2019

VOLUME 2

Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente

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

Volume 2 - Indice

Capitolo 1: **Contesto internazionale** • Intersettoriale pag. 13

Evoluzione della legislazione europea	pag. 14
• Il Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei"	pag. 15
• Modifiche alla direttiva gas	pag. 22
• Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente	pag. 22
Coordinamento internazionale	pag. 26
• Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e Svizzera	pag. 26
• Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea	pag. 31

Capitolo 2: **Indirizzi di politica energetico - ambientale e rapporti istituzionali** • Intersettoriale pag. 37

Evoluzione della legislazione italiana	pag. 38
Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni	pag. 43
• Segnalazioni	pag. 43
• Pareri al Governo	pag. 45
• Audizioni presso il Parlamento	pag. 47
• Rapporti con le altre istituzioni	pag. 53
Accountability, trasparenza e anticorruzione	pag. 56

Capitolo 3: **Regolazione nel settore dell'energia elettrica** • Settoriale pag. 61

Unbundling	pag. 62
• Regolazione dell'unbundling	pag. 62
Regolazione delle reti e del sistema elettrico	pag. 62
• Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento	pag. 62
• Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione	pag. 67
• Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti	pag. 71
• Regolazione tecnica: impianti essenziali	pag. 73
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag. 80
• Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione	pag. 80
• Aggiornamento infraperiodo del tasso di remunerazione del capitale investito nei servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas	pag. 84
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag. 85
• Oneri generali di sistema per il settore elettrico	pag. 91
• Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	pag. 103

• Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei	pag. 104
Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione	pag. 110
• Progetti pilota e sperimentazioni	pag. 110
• Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita	pag. 111
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico	pag. 113

Capitolo 4: Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale

pag. 119

Unbundling	pag. 120
• Regolazione dell'unbundling	pag. 120
• Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag. 120
Regolazione delle reti e del sistema gas	pag. 120
• Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag. 120
• Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag. 124
• Misure di salvaguardia del sistema gas	pag. 128
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag. 129
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture	pag. 130
• Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario	pag. 135
• Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi	pag. 136
• Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione	pag. 137

Capitolo 5: Regolazione nel servizio idrico • Settoriale

pag. 143

Attività svolta	pag. 144
Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato	pag. 145
• Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato	pag. 145
• Definizione del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico	pag. 146
• Schema di DPCM inerente a interventi prioritari e criteri di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche	pag. 148
• Gruppo di lavoro sulla proposta di aggiornamento della direttiva sulle acque potabili	pag. 149
Investimenti, qualità e tariffe	pag. 150
• Contenuti minimi per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie	pag. 150
• Verifica degli specifici schemi regolatori	pag. 151
• Unbundling e trattamento del FoNI	pag. 154
Tariffa sociale e regolazione della morosità	pag. 155
• Applicazione dei criteri di articolazione tariffaria recati dal Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI)	pag. 155
• Orientamenti per il contenimento della morosità	pag. 156
Attività di monitoraggio per una regolazione dinamica del SII	pag. 158
• Applicazione della regolazione della qualità contrattuale (RQSII)	pag. 158
• Controllo della realizzazione degli investimenti programmati	pag. 159
• Modalità di gestione e di valorizzazione dei fanghi di depurazione	pag. 160

Capitolo 6: **Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento** • Settoriale pag. 163

Avanzamento delle attività	pag. 164
Regolazione delle condizioni di allacciamento e di recesso	pag. 164
Regolazione degli obblighi informativi dei gestori di telecalore	pag. 166
Regolazione della qualità commerciale	pag. 167
Regolazione della trasparenza del servizio	pag. 169
Regolazione della qualità tecnica del servizio	pag. 169

Capitolo 7: **Regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati** • Settoriale pag. 173

Avvio della regolazione	pag. 174
• Regolazione tariffaria	pag. 175
• Regolazione della qualità del servizio	pag. 179

Capitolo 8: **Mercati retail** • Intersettoriale pag. 183

Regolazione del mercato elettrico e del gas	pag. 184
• Evoluzione del mercato retail	pag. 184
• Mercato elettrico	pag. 185
• Mercato del gas	pag. 193
• Mercato elettrico e del gas	pag. 199
• Efficienza nel consumo	pag. 211
• Monitoraggio retail	pag. 214
• Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie	pag. 215
• Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas	pag. 216

Capitolo 9: **Tutela dei consumatori** • Intersettoriale pag. 223

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali	pag. 224
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione a clienti e utenti finali	pag. 227
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	pag. 233
• Procedure speciali risolutive	pag. 240
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	pag. 242
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	pag. 249
• Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	pag. 254
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	pag. 263
Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas	pag. 264

• Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo	pag. 264
• Primi interventi di adeguamento del Codice di condotta commerciale: schede di confrontabilità	pag. 265
Interventi a favore delle popolazioni colpite dagli eventi calamitosi	pag. 265
• Misure a tutela delle popolazioni colpite da eventi sismici	pag. 265
• Misure a tutela delle popolazioni danneggiate dal crollo del viadotto Polcevera a Genova	pag. 267

Capitolo 10: **Vigilanza e contenzioso** • Intersettoriale pag. 269

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni	pag. 270
• Indagini, vigilanza e controllo	pag. 270
• Attuazione del regolamento REMIT	pag. 287
• Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	pag. 288
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	pag. 291
• Settore elettrico	pag. 292
• Settore gas	pag. 296
• Questioni procedurali	pag. 297
Contenzioso	pag. 297

Capitolo 11: **Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse** • Intersettoriale pag. 309

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti	pag. 310
• Attività di consultazione	pag. 310
• Provvedimenti assunti	pag. 312
Comunicazione	pag. 315
Organizzazione	pag. 320
Risorse umane	pag. 320
Gestione economico-finanziaria	pag. 322

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Target UE di gestione dei rifiuti	pag. 24
TAV. 3.1	Oneri generali (non è considerato l'effetto delle agevolazioni energivori e dell'elemento A_{ESOS} della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni)	pag. 93
TAV. 3.2	Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni)	pag. 93
TAV. 3.3	Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)	pag. 94
TAV. 3.4	Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	pag. 94
TAV. 3.5	Dettaglio degli oneri in capo al conto A_3 - Milioni di euro	pag. 98
TAV. 3.6	Sintesi dei dati relativi al numero e all'entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei dodici mesi analizzati (1 aprile 2017-31 marzo 2018)	pag. 99
TAV. 3.7	Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014, 2015, 2016 e 2017 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_E .	pag. 101
TAV. 3.8	Energia agevolata e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2018	pag. 103
TAV. 3.9	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{SOS} nel 2018	pag. 103
TAV. 3.10	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	pag. 105
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	pag. 140
TAV. 6.1	Standard specifici e generali per il settore del telecalore	pag. 168
TAV. 6.2	Indennizzi automatici per il settore del telecalore	pag. 168
TAV. 8.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro omega	pag. 188
TAV. 8.2	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019	pag. 197
TAV. 8.3	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FD_D per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019	pag. 197
TAV. 8.4	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 200
TAV. 8.5	Numero di offerte PLACET attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale	pag. 203
TAV. 8.6	Numero di offerte per il settore elettrico attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale	pag. 206
TAV. 8.7	Numero di offerte per il settore gas naturale attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale	pag. 207
TAV. 8.8	Standard generali di qualità dei call center	pag. 217
TAV. 9.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello - 2018 e I trimestre 2019, settori energia elettrica, gas e idrico	pag. 226
TAV. 9.2	Chiamate pervenute al call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019	pag. 227
TAV. 9.3	Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile - 2018 e I trimestre 2019	pag. 227
TAV. 9.4	Principali argomenti delle chiamate pervenute al call center dello Sportello (ore 8-12) - 2018 e I trimestre 2019	pag. 227
TAV. 9.5	Livelli di servizio per il call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019	pag. 229
TAV. 9.6	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019	pag. 229
TAV. 9.7	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative - 2018	pag. 232
TAV. 9.8	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative - 2018	pag. 242
TAV. 9.9	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2019	pag. 243

TAV. 9.10	Percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore 2018 - Organismi ADR	pag. 247
TAV. 9.11	Argomenti e sub argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico - 2018	pag. 249
TAV. 9.12	Clienti titolari di bonus elettrico e gas, anni 2015 - 2018	pag. 256
TAV. 9.13	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica - anno 2018	pag. 256
TAV. 9.14	Nuclei per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus elettrico)	pag. 257
TAV. 9.15	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2015 - 2018 (€/anno per punto di prelievo)	pag. 258
TAV. 9.16	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2017 - 2018 (€/anno per punto di prelievo)	pag. 258
TAV. 9.17	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2017 - 2018	pag. 259
TAV. 9.18	Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus gas)	pag. 259
TAV. 9.19	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 - 2018	pag. 260
TAV. 9.20	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico - anno 2018	pag. 261
TAV. 9.21	Caratteristiche delle domande di bonus idrico ammesse nel 2018	pag. 262
TAV. 9.22	Numerosità familiare relativa alle domande presentate per bonus idrico (ammesse e non ammesse) e alle famiglie titolari di bonus elettrico e gas	pag. 262
TAV. 9.23	Ripartizione delle domande di bonus idrico per livello di ISEE	pag. 262
TAV. 10.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2014-2018 - Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	pag. 271
TAV. 10.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2014-2018	pag. 272
TAV. 10.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di Bolletta 2.0	pag. 274
TAV. 10.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 93/11	pag. 275
TAV. 10.5	Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza a cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica	pag. 275
TAV. 10.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di Investimenti	pag. 276
TAV. 10.7	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio	pag. 277
TAV. 10.8	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio	pag. 279
TAV. 10.9	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 279
TAV. 10.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 279
TAV. 10.11	Verifica ispettiva nell'ambito di un procedimento sanzionatorio e prescrittivo avviato in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 280
TAV. 10.12	Verifica ispettiva in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 281
TAV. 10.13	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 281
TAV. 10.14	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica in materia di compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti	pag. 282
TAV. 10.15	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate nei settori elettrico e del gas naturale in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII	pag. 283
TAV. 10.16	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione	pag. 284

TAV. 10.17	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato	pag. 285
TAV. 10.18	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2018	pag. 297
TAV. 10.19	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2018	pag. 298
TAV. 10.20	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2018	pag. 299
TAV. 11.1	Sintesi delle attività di consultazione	pag. 311
TAV. 11.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2017 e 2018	pag. 313
TAV. 11.3	Personale di ruolo dell'Autorità	pag. 321
TAV. 11.4	Composizione del personale al 31 dicembre 2018 per tipo di contratto e qualifica	pag. 321
TAV. 11.5	Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2018	pag. 321
TAV. 11.6	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 323

Indice delle figure

FIG. 3.1	Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia	pag. 105
FIG. 3.2	Schema di approvazione delle metodologie europee o regionali	pag. 106
FIG. 3.3	Gettito della componente A_3 ed erogazioni approvate. Anni 2000-2018	pag. 114
FIG. 6.1	Durata delle clausole limitative del recesso in funzione della tipologia di utenti (residenziali/non residenziali e taglia)	pag. 166
FIG. 8.1	Numero complessivo di codici di prenotazione emessi per i clienti finali	pag. 188
FIG. 8.2	Numero totale clienti in Tutela SIMILE	pag. 189
FIG. 8.3	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 201
FIG. 8.4	Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2018). Livello di servizio (minimo 85%)	pag. 218
FIG. 8.5	Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2018). Tempo medio di attesa (minimo 180 secondi)	pag. 219
FIG. 8.6	Indice di soddisfazione - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas - II semestre 2008-2018	pag. 219
FIG. 9.1	Focus principali argomenti canale bonus chiamate gestite dal call center dello Sportello - 2018	pag. 228
FIG. 9.2	Principali argomenti richieste di informazione semplici gestite dallo Sportello, settori energetici - 2018	pag. 230
FIG. 9.3	Principali argomenti richieste di informazione complesse gestite dallo Sportello, settori energetici - 2018	pag. 230
FIG. 9.4	Principali argomenti richieste di informazione gestite dallo Sportello, settore idrico - 2018	pag. 231
FIG. 9.5	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello - 2018	pag. 232
FIG. 9.6	Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione - 2018	pag. 235
FIG. 9.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore - 2018	pag. 235
FIG. 9.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante - 2018	pag. 236
FIG. 9.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale - 2018	pag. 236
FIG. 9.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici - 2018	pag. 237
FIG. 9.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico - 2018	pag. 237
FIG. 9.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione - 2018	pag. 238
FIG. 9.13	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione - 2018	pag. 239
FIG. 9.14	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello - 2018	pag. 241
FIG. 9.15	Domande ricevute per settore 2018 - Organismi ADR	pag. 245
FIG. 9.16	Domande ricevute per tipologia attivante 2018 - Organismi ADR	pag. 245
FIG. 9.17	Principali argomenti oggetto delle controversie settori energetici 2018 - Organismi ADR	pag. 246
FIG. 9.18	Principali argomenti oggetto delle controversie settore idrico 2018 - Organismi ADR	pag. 246
FIG. 9.19	Principali motivi di inammissibilità della domanda 2018 - Organismi ADR	pag. 247
FIG. 9.20	Distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore 2018 - Organismi ADR	pag. 248
FIG. 9.21	Esiti delle procedure concluse 2018 - Organismi ADR	pag. 248
FIG. 9.22	Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico - 2018 e I trimestre 2019	pag. 250
FIG. 9.23	Esito dell'attività di gestione dei reclami da parte dello Sportello per il settore idrico - 2018	pag. 251
FIG. 9.24	Indice di reclusività Sportello per il settore idrico su base regionale - 2018	pag. 252
FIG. 9.25	Focus gestori settore idrico - Carta dei servizi	pag. 252
FIG. 9.26	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus elettrico-percentuale)	pag. 257

FIG. 9.27	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus gas-percentuale)	pag. 260
FIG. 9.28	Domande di bonus idrico ammesse dall'1 luglio al 31 dicembre 2018 per area geografica	pag. 261
FIG. 10.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica Operatori dell'Autorità al 31/3 degli anni indicati	pag. 287
FIG. 10.2	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com	pag. 291
FIG. 11.1	Andamento mensile della produzione provvedimentoale 2018	pag. 313
FIG. 11.2	Categorie della produzione provvedimentoale 2018	pag. 313

Capitolo 1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE**

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Dopo un lungo e intenso dibattito iniziato nel dicembre 2016 con la proposta della Commissione europea, il Parlamento e il Consiglio europeo hanno trovato un accordo su tutte le misure del Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for all Europeans*, anche chiamato *Clean Energy Package*). Il Pacchetto si articola in otto atti legislativi che fanno riferimento a quattro ambiti di intervento (i riferimenti legislativi sono per gli atti che sono stati già pubblicati nella Gazzetta Ufficiale UE).

1. Mercato elettrico:

- direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione).
- regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);
- regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico;
- regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (rifusione);

2. Fonti rinnovabili:

- direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione).

3. Efficienza Energetica:

- direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia.

4. Governance:

- Regolamento (UE) 2018/1999 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

Alcune misure, in particolare il regolamento sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (di seguito regolamento *governance*), la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (di seguito direttiva energie rinnovabili) e quella sulla efficienza energetica, sono state pubblicate nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea il 21 dicembre 2018. La direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili dovrà essere recepita dagli stati membri entro il 30 giugno del 2021.

La direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito direttiva elettrica),

il regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito regolamento elettrico), il regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (di seguito regolamento ACER, dall'acronimo inglese con cui è chiamata l'Agenzia¹) e il regolamento sulla preparazione al rischio nel settore elettrico sono stati approvati dal Parlamento e dal Consiglio europeo rispettivamente il 27 marzo e il 15 aprile 2019 e se ne prevede la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea nella seconda metà di maggio. Il regolamento elettrico entrerà in vigore 20 giorni dopo la sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale e le sue norme dovranno trovare applicazione entro il 1° gennaio 2020. Il regolamento ACER e quello sulla preparazione al rischio entreranno in vigore 20 giorni dopo la loro pubblicazione in Gazzetta Ufficiale UE e le loro norme saranno auto attuative mentre la direttiva elettrica dovrà essere recepita dalla normativa nazionale degli stati membri entro il 1° gennaio 2021.

A inizio 2019, le istituzioni europee hanno anche trovato l'accordo politico su una nuova direttiva che modifica alcune parti della direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas che riguardano l'applicabilità delle normative europee sulle infrastrutture da e per paesi terzi. Tali modifiche sono state approvate il 5 aprile 2019 dal Parlamento e dal Consiglio europeo e il recepimento è previsto nove mesi dopo la loro entrata in vigore.

Il 2018 ha visto altresì il proseguimento dell'implementazione delle disposizioni del Terzo pacchetto energia sia per il settore elettrico che per il settore del gas naturale. Durante l'anno non vi sono state approvazioni di nuovi testi legislativi per il settore elettrico e per il settore gas, eccetto la modifica alla direttiva sopra descritta, ma si è proceduto all'adozione a livello nazionale e comunitario degli atti e provvedimenti attuativi. In particolare, con riferimento al settore elettrico si segnala l'adozione di diverse metodologie legate ai codici di mercato e di gestione della rete, cui viene dato risalto nel Capitolo 3 del presente Volume, nel paragrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei".

1 Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER.

Il Pacchetto “Energia pulita per tutti gli europei”

Il Pacchetto “Energia pulita per tutti gli europei” fissa obiettivi in termini di riduzione delle emissioni, di quota delle energie rinnovabili e di efficienza energetica a livello europeo per il 2030 e definisce il quadro normativo per raggiungerli. Questi riguardano in particolare: una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al livello del 1990; una quota di produzione da energia rinnovabile rispetto al consumo finale lordo di energia pari al 32%; e almeno il 32,5% di efficienza energetica “in base al consumo di energia primaria o finale, o al risparmio di energia primaria o finale, o all’intensità energetica” (corrispondente a un consumo di energia nell’Unione europea non superiore a 1.273 Mtep di energia primaria e/o 956 Mtep di energia finale). Inoltre, il Pacchetto prevede un obiettivo nazionale di interconnessione pari al 15% della capacità elettrica installata. Infine, il Pacchetto aggiorna le norme che regolano il funzionamento del mercato interno dell’elettricità in un contesto caratterizzato dalla rapida transizione verso l’energia pulita, con lo scopo di renderlo più competitivo e integrato e di trasferirne i benefici ai consumatori anche attraverso la loro partecipazione attiva nel sistema energetico.

Le norme di maggiore interesse per gli ambiti di attività dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) riguardano: il regolamento *governance*, la direttiva energie rinnovabili, la direttiva elettrica, il regolamento elettrico e il regolamento ACER. Si riporta di seguito una breve sintesi di questi atti legislativi, con particolare attenzione agli elementi di maggior impatto per la regolazione nazionale.

Regolamento *governance*

Il regolamento *governance* definisce il quadro legislativo volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell’Unione europea per il 2030, nonché degli obiettivi di lungo termine riguardo la riduzione di emissioni di gas a effetto serra presi nell’ambito dell’accordo di Parigi, che è stato concordato nella XXI Conferenza delle Parti dell’UNFCCC nel 2015 e ratificato dalla Unione europea il 5 ottobre 2016. Il regolamento, da un lato, dà agli stati membri libertà di definire gli obiettivi e le politiche nazionali

e, dall’altro, definisce una serie di norme per coordinare gli obiettivi e le politiche nazionali e per garantire che il loro insieme converga verso gli obiettivi europei prefissati assicurandosi che vengano effettivamente raggiunti.

Gli strumenti principali del regolamento *governance* sono i *Piani nazionali integrati energia e clima* che devono essere redatti dagli stati membri ogni dieci anni. Tali Piani devono contenere obiettivi, politiche e misure che gli Stati intendono adottare riguardo le cinque dimensioni chiave individuate dalla Commissione europea nei settori energia e clima: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell’energia, ricerca innovazione e competitività. In particolare, i Piani devono definire quanto e come gli stati membri intendano contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei di energia e clima sopra descritti. I Piani possono essere aggiornati, se necessario, dopo cinque anni.

Il regolamento prevede un ruolo della Commissione europea nella valutazione, monitoraggio e proposta di modifica dei piani, per assicurare che l’insieme delle politiche nazionali converga verso gli obiettivi definiti a livello europeo, attraverso un processo strutturato e iterativo di dialogo tra gli stati membri e la Commissione stessa. Gli stati membri hanno presentato alla Commissione una prima proposta di piani integrati energia e clima entro il 31 dicembre 2018. Anche il Governo italiano ha presentato la proposta del Piano per l’Italia². La Commissione pubblicherà entro sei mesi le proprie valutazioni ed eventuali specifiche raccomandazioni agli stati membri nel caso in cui i piani siano considerati insufficienti. Gli stati membri, tenuto conto delle eventuali raccomandazioni e proposte di revisione della Commissione, dovranno pubblicare e notificare alla Commissione la versione definitiva dei piani entro il 31 dicembre 2019. Gli stati membri, a partire dal 2023, dovranno preparare, ogni due anni, apposite relazioni nazionali sullo stato di attuazione dei piani per la Commissione che potrà fare ulteriori specifiche raccomandazioni ove le politiche introdotte risultino insufficienti a raggiungere gli obiettivi prefissati. Infine, la Commissione potrà proporre delle misure specifiche e usare i poteri a propria disposizione per garantire il conseguimento collettivo degli obiettivi europei, in particolare per quanto riguarda gli obiettivi sulle energie rinnovabili e l’efficienza energetica.

2 https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf.

Direttiva rinnovabili

La nuova direttiva sulle fonti rinnovabili, che sostituisce la direttiva 2009/28/CE, definisce il quadro europeo per la promozione delle energie rinnovabili con lo scopo di raggiungere al 2030 l'obiettivo del 32% del consumo di energia finale da fonti a energia rinnovabile (ricordiamo che la direttiva del 2009 aveva un target del 20% al 2020). La direttiva contiene misure specifiche allo sviluppo delle energie pulite nella generazione elettrica, nel raffreddamento e riscaldamento, e nel settore trasporti. Essa fornisce anche un quadro normativo per promuovere la partecipazione dei consumatori e degli attori locali alla transizione verso sistemi energetici più decentralizzati. Di seguito se ne illustrano le principali novità rispetto alla precedente direttiva.

Regimi di sostegno delle energie rinnovabili: vengono definiti i principi sui cui si devono basare i regimi di sostegno delle energie rinnovabili per la produzione elettrica. Tali regimi devono essere trasparenti, competitivi, non discriminatori, efficienti e devono evitare distorsioni nel mercato elettrico. Il sistema di riferimento deve essere quello del *market premium* (una tariffa incentivante in aggiunta al prezzo di vendita dell'elettricità) dal quale possono essere esentati gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota. Gli stati membri devono evitare revisioni retroattive dei regimi per gli impianti già incentivati che possano impattare negativamente sui diritti acquisiti o sulla sostenibilità economica degli impianti stessi. Dal 2021, e ogni tre anni, la Commissione analizzerà nel dettaglio gli schemi di incentivo in essere nell'Unione. La direttiva stabilisce anche una serie di norme per semplificare e accelerare il processo di autorizzazione per gli impianti a energie rinnovabili.

Uso delle energie rinnovabili nei trasporti: la direttiva impone agli stati membri di fissare un obbligo in capo ai fornitori di carburante per assicurare che entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili sia almeno il 14% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti (la direttiva rinnovabili del 2009 aveva un target del 10% nel 2020). L'uso dei biocarburanti e biogas è considerato importante per il raggiungimento dell'obiettivo. Vengono introdotte

norme più stringenti per assicurare che la produzione e uso di biocarburanti, bioliquidi e biomasse sia sostenibile, che comporti cioè una effettiva riduzione complessiva di gas a effetto serra e che non metta a rischio la biodiversità. Ci sono inoltre norme specifiche per limitare la produzione di biocarburanti provenienti da colture alimentari o da terreni destinati a colture alimentari.

Gas rinnovabili: la direttiva introduce un articolo specifico sui gas rinnovabili. In particolare, gli stati membri devono, ove necessario: valutare la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas per facilitare l'integrazione di gas da fonti rinnovabili, richiedere ai gestori di rete di pubblicare regole per la connessione di gas da fonti rinnovabili alla rete e definire tariffe di connessione trasparenti e non discriminatorie. Inoltre, nel trattamento delle garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili, è necessario specificare se queste riguardano il gas, incluso l'idrogeno.

Riscaldamento e raffrescamento: vengono introdotte misure per aumentare la penetrazione di rinnovabili nel settore riscaldamento e raffrescamento. Ogni Stato membro si sforza di aumentare la quota di energia rinnovabile fornita per il riscaldamento e il raffreddamento del 1,3% come media annuale calcolata per i periodi 2021-2025 e 2026-2030 a partire dal livello raggiunto nel 2020. La direttiva prevede che i distretti di raffrescamento e riscaldamento contribuiscano all'obiettivo sull'energia rinnovabile nel settore riscaldamento e raffrescamento, anche attraverso la diffusione di sistemi di teleriscaldamento e teleraffreddamento definiti "efficienti"³. Gli stati membri possono utilizzare due opzioni principali per incentivare l'uso di rinnovabili nel teleriscaldamento e teleraffreddamento tramite: a) la definizione di obiettivi annuali di incremento della quota da fonti di energia rinnovabile della energia finale usata per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento pari all'1%; b) o l'obbligo per i gestori dei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento di offrire connessioni a fornitori di energia da fonti rinnovabili secondo regole definite dall'autorità competente. Gli stati membri devono assicurarsi che ai consumatori finali siano fornite informazioni, in modo facilmente accessibile, sulla prestazione energetica e sulla quota di energia da

3 I teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti sono "un sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa per almeno il 50 % energia rinnovabile, il 50 % calore di scarto, il 75% calore cogenerato o il 50% una combinazione di tale energia e calore" (direttiva 2012/27/UE).

fonti rinnovabili nei loro sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inoltre, entro il 2025, e secondo piani definiti dalle autorità competenti, gli stati membri devono permettere ai clienti dei distretti di teleriscaldamento e teleraffrescamento “non efficienti” di disconnettersi dal sistema risolvendo o modificando il contratto al fine di generare in proprio il riscaldamento o il raffrescamento da fonti rinnovabili.

Autoconsumatore di energia rinnovabile: la direttiva conferisce a ogni consumatore (individualmente o attraverso aggregatori) il diritto di trasformarsi in autoconsumatore di energia rinnovabile⁴, mantenendo inalterati i propri diritti/doveri quale cliente finale. L’autoconsumatore di energia rinnovabile ha il diritto di produrre energia e vendere le eccedenze di produzione, anche attraverso contratti di fornitura tipo *purchase power agreement* o attraverso transazioni *peer-to-peer*. L’autoconsumatore può gestire accumuli (la cui energia non può essere assoggettata ad alcun duplice onere, anche riguardo le tariffe di rete) e può ricevere una remunerazione (anche attraverso regimi di sostegno) per l’energia rinnovabile immessa in rete che ne rifletta il valore di mercato e tenga possibilmente conto del valore di lungo termine di tale energia per la rete, la società e l’ambiente. La direttiva prevede che un gruppo di due o più autoconsumatori che si trovano nello stesso edificio o condominio possano aggregarsi nell’autoconsumo come “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”.

Riguardo gli oneri e le tariffe per l’energia scambiata in immissione o prelievo con la rete, l’autoconsumatore rinnovabile non può essere sottoposto a procedure e oneri discriminatori e sproporzionati e a oneri di rete che non tengano conto dei costi. Invece, per l’energia autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, l’autoconsumatore deve essere esente da oneri o tariffe di rete. In deroga a quanto sopra, agli stati membri è riservata la facoltà di applicare oneri e tariffe, sempre proporzionate e non discriminatorie, nel caso in cui l’energia prodotta e autoconsumata in situ sia oggetto di incentivazione esplicita (ma solo nella misura in cui non siano pregiudicati la sostenibilità economica del progetto e l’effetto incentivante di tale sostegno) e agli impianti da fonti rinnovabili di autoproduzione che superano i

30 kW di potenza elettrica totale installata. Inoltre, per prevenire potenziali effetti negativi per il sistema derivanti dal proliferare incontrollato dell’autoconsumo, la direttiva stabilisce che se, dal 2026, la quota complessiva di impianti di autoconsumo di energia rinnovabile supera l’8% della capacità totale di energia elettrica installata, lo Stato membro può derogare all’esenzione da oneri e tariffe di rete se, a seguito di un’analisi costi-benefici condotta dal regolatore, risulti che il carico economico dell’esenzione ha comportato un onere sproporzionato per la sostenibilità finanziaria a lungo termine del sistema elettrico o se impedisce una promozione delle fonti a energia rinnovabile economicamente efficiente. La direttiva obbliga inoltre gli stati membri a sviluppare un quadro regolatorio non discriminatorio volto a promuovere e facilitare lo sviluppo di autoconsumo di energia rinnovabile.

Comunità di energia rinnovabile: questi sono soggetti a cui è riconosciuto il diritto a produrre, consumare, immagazzinare e vendere l’energia rinnovabile, e a scambiare, all’interno della stessa comunità, l’energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute dalla comunità stessa. Le comunità hanno anche il diritto di accedere a tutti i mercati dell’energia appropriati direttamente o mediante aggregazione. Tali comunità hanno personalità giuridica e si fondano su adesioni aperte e volontarie. I loro azionisti o soci sono persone fisiche, autorità locali (incluse le municipalità) o piccole e medie imprese localizzate nelle vicinanze degli impianti rinnovabili posseduti o sviluppati dalle comunità stesse. La missione principale di tali comunità è di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che nel cercare profitti finanziari. Ai consumatori finali e/o autoconsumatori è riconosciuto il diritto di partecipare a tali comunità preservando tuttavia i propri diritti e obblighi quali consumatori finali. Gli stati membri devono sviluppare un quadro regolatorio non discriminatorio finalizzato a promuovere e facilitare il loro sviluppo.

4 Nella definizione della direttiva si tratta del “cliente finale che operando nei suoi locali situati entro confini definiti o, se consentito dagli Stati membri, in altri locali, genera energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autogenerata purché, per gli autoconsumatori di energia rinnovabile diversi dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l’attività commerciale o professionale finale”.

Direttiva elettrica

La nuova direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica, che sostituisce la direttiva 2009/72/CE, ha lo scopo di garantire un mercato europeo dell'elettricità competitivo, flessibile e incentrato sul cliente. In particolare, la direttiva rafforza i diritti dei clienti esistenti (anche attraverso l'introduzione di nuove figure come il cliente attivo e le comunità energetiche di cittadini), definisce un quadro per la partecipazione al mercato degli aggregatori, introduce l'obbligo per gli stati membri di monitorare e affrontare la povertà energetica, chiarisce i ruoli e le responsabilità dei partecipanti al mercato e dei regolatori, e stabilisce disposizioni sull'elettromobilità e lo stoccaggio di energia. Di seguito sono presentati i punti di maggior impatto per la regolazione nazionale.

Cliente finale attivo: la direttiva definisce il cliente attivo come un cliente che consuma, o immagazzina elettricità prodotta in propri siti collocati entro confini definiti (o, se lo Stato membro lo consente, in altri siti), oppure vende energia autoprodotta oppure partecipa a programmi di flessibilità o efficienza energetica, purché tutte queste attività non costituiscano la sua principale attività commerciale o professionale. La definizione non si riferisce solo a un unico cliente finale, ma è estesa anche a un gruppo di clienti finali che agiscono congiuntamente. Gli stati membri assicurano che i clienti finali abbiano il diritto a diventare clienti attivi senza essere soggetti a requisiti tecnici e amministrativi sproporzionati o discriminatori, e ad avere tariffe di rete corrispondenti ai costi che considerino separatamente l'elettricità immessa in rete e quella consumata dalla rete. Il cliente finale attivo può gestire accumuli la cui energia non può essere assoggettata a duplici oneri, anche riguardo le tariffe di rete.

Switching: si dovrà permettere lo *switching* entro tre settimane (compresi gli aggregatori e gli *switching* collettivi) e, a partire dal 2026, il processo tecnico di *switching* non deve richiedere più di 24 ore ed essere possibile in tutti i giorni lavorativi. Si prevede che debbano essere permessi schemi di *switching* collettivi.

Aggregazione: la direttiva prevede che tutti i consumatori abbiano diritto ad acquistare e vendere servizi energetici (oltre che di fornitura), inclusi i servizi di aggregazione, da operatori di loro scelta e indipendentemente dal contratto

di fornitura. Nel concludere un contratto di aggregazione il consumatore non deve essere autorizzato dal proprio fornitore. Gli stati membri dovranno inoltre promuovere la partecipazione della domanda attiva attraverso l'aggregazione e assicurare che gli operatori di reti trattino tutti i partecipanti del mercato, inclusi gli aggregatori, allo stesso modo dei generatori quando si approvvigionano dei servizi ancillari. Ove necessario, gli stati membri possono richiedere compensazioni fra le imprese elettriche o i clienti finali e altri operatori (compresi i *balancing responsible party*) se tali operatori sono impattati dall'attivazione della partecipazione della domanda al mercato, e con un metodo di calcolo approvato dal regolatore.

Informazioni dei consumatori: per favorire i consumatori ad avere un ruolo attivo e consapevole nelle proprie scelte di consumo, la direttiva definisce specifici obblighi di informazione nelle bollette e nei contratti di fornitura e la messa a disposizione dei clienti di appositi comparatori di prezzo.

Comunità energetiche dei cittadini (CEC): le CEC sono soggetti con personalità giuridica che si fondano su adesioni aperte e volontarie e ove i membri mantengono tutti i diritti previsti per i consumatori domestici, i consumatori attivi e gli autoconsumatori. I loro soci possono essere persone fisiche, autorità locali (incluse le municipalità) e piccole e medie imprese. Esse possono operare su tutti i segmenti della filiera con lo scopo principale di erogare benefici ambientali ed economico-sociali ai loro soci e per l'area geografica in cui sono localizzate, piuttosto che erogare benefici finanziari. Le differenze principali tra le comunità di energia rinnovabili, definite nella nuova direttiva rinnovabili, e le CEC sono che: a) le prime fanno riferimento solo a energie rinnovabili ma non solo elettriche, mentre le CEC riguardano l'elettricità ma anche da fonti non rinnovabili; b) le CEC non hanno limitazioni geografiche mentre le CER sono locali. La direttiva elettrica lascia facoltà agli stati membri di prevedere per le CEC la possibilità di possedere la rete e svolgere attività di distribuzione (con gli stessi obblighi delle imprese distributrici). Le comunità devono essere finanziariamente responsabili dei propri sbilanciamenti e devono partecipare in modo adeguato e bilanciato ai costi del sistema elettrico.

Clienti vulnerabili e povertà energetica: è fatto obbligo per gli stati membri di definire i clienti vulnerabili (es. attraverso

reddito, spesa energetica, efficienza energetica, dipendenza da strumentazione medica) e i criteri per il monitoraggio del numero di clienti domestici in povertà energetica, nonché di prendere adeguate misure per la protezione di tali clienti.

Regole di unbundling degli operatori di sistemi di trasmissione e distribuzione relativamente agli accumuli e all'elettromobilità: le norme di unbundling della nuova direttiva confermano il principio di terzietà degli operatori di rete definito dal Terzo pacchetto energia e sanciscono per gli operatori di sistemi di trasmissione e di distribuzione il divieto di possedere, sviluppare o gestire accumuli elettrici. Tuttavia, agli stati membri è concessa la possibilità di derogare a tale principio se, tramite aste approvate dal regolatore di cui può definirne le linee guida, si dimostri l'inesistenza di un interesse da parte del mercato a entrare nel settore tempestivamente e con costi ragionevoli, e se tali infrastrutture non sono utilizzate per comprare e vendere elettricità nel mercato. È concessa la possibilità di derogare anche quando gli accumuli siano pienamente integrati nel sistema (es. usati solo per garantire la gestione della rete in sicurezza e non per il bilanciamento o per gestire le congestioni). Nel caso in cui si conceda agli operatori di rete di operare in tali infrastrutture, il regolatore deve fare, almeno ogni cinque anni, una consultazione pubblica per verificare il cambiamento delle condizioni di mercato e determinare i tempi di *phase out* di tali attività da parte degli operatori (con la possibilità di prevedere una compensazione per permettere di recuperare il valore residuo dell'investimento). Per gli operatori di sistemi di distribuzione, questo quadro regolatorio si applica anche alle infrastrutture di ricarica per l'elettromobilità.

Ruolo dei regolatori nazionali: la nuova direttiva rafforza i criteri d'indipendenza dei regolatori rispetto al Terzo pacchetto energia e ne assicura il monitoraggio da parte della Commissione. Relativamente ai nuovi poteri, si segnalano quelli di assicurare la *compliance* degli organismi ENTSO-E (la Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica) ed EU DSO (il nuovo organismo di coordinamento a livello europeo degli operatori della distribuzione) con le norme europee (inclusi i Codici di rete e le decisioni ACER) e di garantire l'*enforcement* in coordinamento con ACER. Si segnalano numerosi nuovi compiti di monitoraggio, con particolare riguardo per: le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione, relativamente allo sviluppo

di reti intelligenti che promuovano l'efficienza energetica e l'integrazione di fonti di energia rinnovabile (con la pubblicazione di una dettagliata relazione ogni due anni); l'impatto dei contratti a prezzi dinamici e l'uso degli *smart meter*; il rapporto fra prezzi all'ingrosso e al dettaglio; l'evoluzione di prezzi e tariffe; la disponibilità di strumenti di confronto delle offerte; la rimozione degli ostacoli o di restrizioni ingiustificate allo sviluppo dell'autoconsumo e delle comunità energetiche.

Regolamento elettrico

Il nuovo regolamento per il mercato interno dell'energia elettrica, che sostituisce il regolamento (CE) 714/2009, introduce diversi elementi di novità volti a promuovere un disegno di mercato *energy only* ove la libera formazione dei prezzi nel mercato *spot* possa da sola guidare gli investimenti e dove la produzione di energia da fonti rinnovabili sia sempre più integrata e responsabilizzata sugli sbilanciamenti, alla stregua delle altre fonti di generazione. In particolare, la regolazione introduce norme comuni sulle valutazioni di adeguatezza della generazione e norme più restrittive per l'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità. Ulteriori elementi di novità sono la creazione di nuove strutture per la cooperazione regionale degli operatori della trasmissione, e di un nuovo organismo europeo degli operatori della distribuzione che dovrebbe permettere loro di partecipare alla definizione dei codici europei in tema di distribuzione. Molte norme del nuovo regolamento relative al disegno del mercato fanno riferimento ai provvedimenti attuativi delle linee guida previste dal regolamento (CE) 714/2009 in particolare alle Linee guida sul *Capacity Allocation Congestion Management*, regolamento (UE) 1222/2015; sull'*Electricity Balancing*, regolamento (UE) 2105/2017; sulla *System Operation*, regolamento (UE) 1485/2017. Di seguito si riportano gli elementi di maggior impatto del nuovo regolamento elettrico per la regolazione nazionale.

Limiti tecnici di offerta: il regolamento vieta di imporre limiti, sia in positivo che in negativo, ai prezzi dell'energia scambiata in tutti gli orizzonti temporali (inclusi i prezzi dell'energia di bilanciamento). Inoltre, prevede che i regolatori individuino tutte le politiche e le misure che potrebbero concorrere a limitare la formazione dei prezzi all'ingrosso, e provvedano a eliminarne o, laddove non

fosse possibile, ad attenuarne l'impatto sui comportamenti d'offerta.

Criteri per le tariffe di trasporto e distribuzione: il regolamento prevede che le tariffe di trasmissione e distribuzione debbano essere *cost-reflective*, trasparenti e non discriminatorie anche verso gli stoccaggi, l'aggregazione, l'autoconsumo e la partecipazione della domanda. Le metodologie tariffarie devono riflettere i costi fissi e fornire incentivi agli operatori di rete per un uso e sviluppo efficiente della rete e per facilitare l'innovazione anche nelle aree di digitalizzazione e interconnessione. Le tariffe di distribuzione possono essere differenziate in base ai consumi degli utenti del sistema o ai profili di generazione. Ove siano stati installati *smart meter*, il regolatore deve tener conto della possibilità di sviluppare tariffe di rete orarie o multiorarie. ACER dovrà pubblicare un *best practice report* sulle metodologie tariffarie utilizzate a livello nazionale di cui i regolatori dovranno tenere debito conto.

Rendite da congestione: si sancisce il principio che le rendite siano utilizzate in via prioritaria per garantire la capacità allocata e per aumentare la capacità disponibile, sulla base di una metodologia proposta dagli operatori dei sistemi di trasmissione e approvata da ACER. Solo in via residuale, il regolatore nazionale può disporre delle rendite da congestione per poter ridurre le tariffe nazionali.

Adeguatezza della generazione e meccanismi per la regolazione della capacità: il regolamento prevede che le eventuali criticità dell'adeguatezza della generazione (anche nazionale e regionale) debbano essere identificate da una valutazione dell'adeguatezza della generazione condotta in modo coordinato a livello europeo da ENTSO-E e sulla base di una metodologia approvata da ACER. Valutazioni nazionali sull'adeguatezza della generazione possono solo complementare quella europea ed eventuali discrepanze nei rispettivi risultati devono essere sottoposte a un'opinione di ACER. I meccanismi di regolazione della capacità (CRM) possono essere presi in considerazione dalle autorità nazionali di regolazione solo ove la valutazione di adeguatezza europea individui delle criticità e dopo la redazione da parte degli stati membri di appositi piani per la rimozione di tutte le barriere regolatorie e di mercato che ne possano alterare il corretto funzionamento. Tali piani devono essere sottoposti a un'opinione della Commissione europea. L'attuazione del piano deve essere monitorata

annualmente. Ove applicati, i CRM, essendo interventi di ultima istanza da applicarsi solo in attesa che le riforme di mercato promosse dagli stati membri diano esito positivo, possono avere durata solo temporanea (massimo 10 anni) e prevedere un adeguato meccanismo di *phase out*. I CRM devono rispettare specifici limiti emissivi per gli impianti nuovi (550 gr CO₂/kWh) e, a partire dal 2025, per quelli esistenti. Sono previste linee guida di ACER sulla metodologia di calcolo dei limiti. Sono, infine, previste norme ad hoc per i CRM esistenti alla data di entrata in vigore del regolamento, che dovranno tuttavia, a partire dal gennaio 2020, adeguarsi alle nuove regole.

Centri di coordinamento regionali degli operatori di sistemi di trasmissione (CCR): il regolamento prevede la creazione di CCR che hanno diversi compiti di rilevanza regionale, tra cui: la creazione del modello comune della rete europea, il calcolo coordinato della capacità fra le zone di mercato che viene resa disponibile per l'allocatione sui mercati dell'energia, l'analisi coordinata della sicurezza del sistema elettrico, la definizione del piano di indisponibilità degli elementi di rete e la verifica delle condizioni di adeguatezza. I CCR rappresentano l'evoluzione dei coordinatori regionali per la sicurezza (*Regional Security Coordinator, RSC*) che erano stati introdotti dal regolamento (UE) 1485/2017 in materia di *system operation*. Per la loro creazione, ENTSO-E dovrà individuare le *system operation region* la cui configurazione geografica è sottoposta all'approvazione di ACER. All'interno di ciascuna *system operation region*, gli operatori di rete di trasmissione saranno chiamati a sottoporre congiuntamente per approvazione alle autorità di regolazione nazionali la proposta per la costituzione e il funzionamento del relativo CCR. Le misure proposte dai CCR devono essere implementate in modo vincolante dagli operatori di rete nelle materie di calcolo della capacità e di sicurezza (l'operatore potrà giustificare ogni mancato adeguamento o scostamento dalle azioni coordinate solo qualora dimostri che vi siano problemi di sicurezza sulla propria rete che non siano stati adeguatamente tenuti in considerazione dal CCR). Sulle restanti materie i CCR emanano raccomandazioni.

Coordinamento europeo dei gestori della distribuzione: il regolamento prevede norme per l'istituzione dell'EU DSO, organismo di coordinamento a livello europeo degli operatori della distribuzione che ha il compito di interloquire con ACER e ENTSO-E nella definizione dei Codici di rete

che abbiano impatto sulla distribuzione.

Codici di rete e linee guida: il regolamento prevede nuovi Codici di rete in diverse materie tra cui: i servizi ancillari, la gestione attiva della domanda, l'aggregazione e gli accumuli.

Revisione delle zone di offerta: la configurazione delle zone di offerta si deve basare sulle congestioni strutturali a lungo termine nella rete di trasmissione, e deve essere tale da massimizzare le opportunità di scambio tra le varie zone nel rispetto dei vincoli inerenti alla sicurezza dell'esercizio. Ogni tre anni, ENTSO-E deve redigere un rapporto in merito alle congestioni tra e all'interno delle zone di offerta. Inoltre, gli stati membri, i gestori delle reti di trasmissione e/o i regolatori nazionali devono condurre una revisione della configurazione delle zone di offerta per identificare tutte le congestioni strutturali e proporre, previa opportuna analisi, possibili configurazioni alternative a quella vigente. Tale revisione deve essere fatta con una metodologia proposta dai gestori delle reti di trasmissione e approvata dalle autorità di regolazione. Qualora siano identificate congestioni strutturali, gli stati membri devono rivedere la configurazione delle zone di offerta o, in alternativa, stabilire dei piani d'azione nazionali o multinazionali recanti un calendario concreto per l'adozione di misure volte a ridurre le congestioni strutturali individuate entro quattro anni con lo scopo di raggiungere entro il 2025, secondo un incremento lineare, l'allocazione transfrontaliera di almeno il 70% della capacità.

Regolamento ACER

Il nuovo regolamento per l'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) nasce, da un lato, dall'esigenza di adeguare il regolamento (CE) 713/2009 alle nuove competenze attribuite ad ACER dagli atti normativi successivi (tra cui il regolamento (UE) 1227/2011 REMIT, il regolamento (UE) 347/2013 sullo sviluppo delle infrastrutture e il regolamento (UE) 1938/2017 sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas) e, dall'altro, dalla volontà di rafforzare il coordinamento della regolazione europea tramite l'attribuzione all'Agenzia di nuove competenze decisionali dirette. Il regolamento (CE) 713/2009 attribuiva ad ACER competenze in materia di regolazione europea di natura prevalentemente consultive

e di segnalazione rivolte alla Commissione e a ENTSO-E e ENTSO-G. Poteri decisionali diretti venivano attribuiti solo in caso di mancato accordo fra i regolatori nazionali in materie transfrontaliere, o su loro richiesta. Il nuovo regolamento non solo amplia il quadro di competenze di ACER (cfr. regolamento elettrico) ma gli attribuisce poteri decisionali diretti in alcuni ambiti di natura tecnico-regolatoria, oltre a rafforzarne le competenze in materia di sorveglianza degli operatori di mercato designati (NEMO) e degli organismi sovranazionali e di coordinamento degli operatori di rete (CCR, ENTSO-E, ENTSO-G, EU DSO). Il regolamento introduce inoltre alcune importanti novità in materia di *governance*, in particolare definisce un nuovo equilibrio nel processo decisionale nell'interazione fra il Direttore e il *Board of Regulators* e istituisce organi tecnici di supporto alle attività regolatorie da loro svolte.

Nuovi poteri decisionali: il nuovo regolamento, oltre a mantenere i poteri decisionali diretti previsti già nel regolamento (CE) 713/2009, che sono solo di natura sostitutiva e arbitrare rispetto alle competenze dei regolatori nazionali in caso di un mancato accordo, attribuisce ad ACER nuovi poteri decisionali diretti volti a promuovere il mercato interno dell'energia in ambiti sinora di competenza dei regolatori o delle autorità nazionali preposte. Fra questi segnaliamo poteri decisionali sulle metodologie per l'utilizzo delle rendite da congestione, sulla valutazione di adeguatezza della generazione europea, per la partecipazione estera ai meccanismi della capacità, sugli scenari di preparazione ai rischi; sulle regole tecniche attuative delle linee guida (attualmente approvate da tutti i regolatori nazionali e in modo consensuale a livello paneuropeo). A questi si aggiungono l'approvazione delle proposte di revisione delle zone di mercato ove i regolatori non raggiungano un accordo, della configurazione geografica dei CCR e i compiti sostitutivi di *enforcement* nei confronti degli organismi sovranazionali (ENTSO-E, EU DSO, CCR), ove i regolatori nazionali competenti non raggiungono un accordo entro i tempi richiesti.

La governance dell'Agenzia: nonostante il nuovo regolamento rafforzi, quantomeno negli obiettivi generali e nei principi cui si devono attenere tutti gli organismi che compongono l'Agenzia, il principio di indipendenza dagli interessi delle parti è opportuno ricordare che ACER non è un regolatore indipendente europeo ma è un'agenzia della Commissione che, anche col nuovo regolamento, mantiene

un ruolo preponderante di controllo, finanziamento e scelta del Direttore. I regolatori nazionali, membri del *Board of Regulators* (BoR) partecipano alle decisioni dell'Agenzia in quanto è demandato a tale organo il parere favorevole vincolante sulle proposte di decisione, opinione e raccomandazione in materia regolatoria predisposte dal Direttore. Il nuovo regolamento prevede un aggiustamento nei pesi e contrappesi del processo decisionale in quanto attribuisce al BoR il potere di presentare emendamenti

alle proposte del Direttore e di essere supportato da appositi organi tecnici: i gruppi di lavoro dell'Agenzia a cui partecipano rappresentanti degli uffici delle autorità nazionali di regolazione, dell'Agenzia e della Commissione europea. Il regolamento introduce inoltre nuove regole di trasparenza e accesso agli atti, e la possibilità di raccogliere contributi dagli operatori di mercato soggetti a REMIT per il suo finanziamento, sinora a carico totale del budget comunitario.

Modifiche alla direttiva gas

Ad aprile 2019, il Parlamento e il Consiglio europeo hanno approvato delle modifiche alla direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito direttiva gas). La direttiva gas è uno dei testi normativi del Terzo pacchetto energia approvato nel 2009. Tale direttiva, tra le altre cose, contiene disposizioni in materia di accesso dei terzi, regolazione tariffaria, separazione proprietaria e trasparenza che costituiscono il quadro di riferimento adottato da tutti gli stati membri per la regolazione delle reti di trasporto nazionali, nonché dei gasdotti di interconnessione tra due o più stati membri.

Le modifiche approvate hanno la finalità di garantire che le norme della direttiva gas che sono applicabili ai gasdotti che collegano due o più stati membri, lo siano anche ai gasdotti da e verso paesi terzi fino al confine dei territori degli stati membri. Tali modifiche, secondo le istituzioni europee, dovrebbero aumentare la coerenza del quadro giuridico dell'Unione europea, e la trasparenza e certezza del diritto sia agli investitori che agli utenti delle reti. In particolare, per i gasdotti *off-shore* da e per paesi terzi, la direttiva emendata è applicabile fino alle acque territoriali

degli stati membri (fascia di mare ampia 12 miglia nautiche dalla costa). Per i gasdotti esistenti che collegano uno o più stati membri a un paese terzo, è prevista la possibilità di deroga dall'applicazione delle disposizioni della direttiva gas, purché essa non pregiudichi la concorrenza o la sicurezza dell'approvvigionamento. La decisione di deroga deve essere presa dal primo stato membro interessato dall'infrastruttura, deve essere adottata entro un anno dall'entrata in vigore della direttiva, e deve essere limitata a 20 anni, ma può essere rinnovata qualora ci siano giustificazioni. Per i nuovi gasdotti con paesi terzi è prevista la possibilità di richiedere un'esenzione dalla disciplina contenuta nella direttiva gas che deve essere autorizzata dalla Commissione europea.

I gasdotti italiani potenzialmente impattati dalla proposta di emendamento sono il Greenstream (Libia-Italia), il Transmed (Algeria-Tunisia-Italia) e il gasdotto Transitgas (Italia-Svizzera). A questi tre collegamenti se ne aggiungerà un quarto con l'Albania tramite il gasdotto TAP (Grecia-Albania-Italia), che però ha già richiesto e ottenuto l'esenzione dall'applicazione della direttiva gas.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Nell'anno appena trascorso, la Commissione europea ha presentato due proposte di riforma legislativa, attualmente al vaglio del Parlamento europeo e del Consiglio dei ministri dell'Unione europea:

- la proposta di direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e

del Consiglio recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua.

La proposta di direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione), ha tra i suoi principali obiettivi quelli di migliorare la qualità dell'acqua potabile, favorendone l'accesso universale nei singoli Stati Membri, aumentare la fiducia dei consumatori e incoraggiare l'uso di acqua da rubinetto. L'iter legislativo prevede una prima lettura da parte del Parlamento europeo

e del Consiglio dell'Unione europea, per apportare emendamenti al testo della proposta, e a seguire una fase di "triloghi" tra le medesime due istituzioni e la Commissione europea.

Il 5 marzo 2019 il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'UE ha adottato, a maggioranza qualificata, un orientamento generale sulla proposta della Commissione, basato sul testo di compromesso elaborato dalla Presidenza rumena dell'Unione europea. Il Parlamento europeo in seduta plenaria del 28 marzo 2019 ha adottato a maggioranza la propria posizione.

Rispetto alla proposta della Commissione europea, L'Autorità ha fornito il proprio contributo alla maturazione della posizione italiana, partecipando sin da marzo 2018 a un tavolo di lavoro permanente coordinato dal Ministero della salute. Nella proposta di direttiva si evidenzia l'introduzione di obblighi volti a perseguire il principio della trasparenza, in particolare mediante la specificazione di contenuti informativi minimi da fornire all'utenza. Inoltre nella proposta è rafforzato l'approccio basato sull'analisi del rischio, allo scopo di incrementare la sicurezza igienico-sanitaria dell'acqua erogata alle utenze; nel dettaglio, tale approccio deve svilupparsi a partire dalle fonti di approvvigionamento mediante un monitoraggio specifico, proseguire con un'analisi approfondita di tutte le fasi del servizio idrico fino agli impianti privati (con particolare riferimento ai cosiddetti "locali prioritari" sui quali vige un obbligo di monitoraggio). Il contributo specifico dell'Autorità si è focalizzato prevalentemente sulle seguenti esigenze:

- chiarire la definizione di "locali prioritari" di accesso all'acqua potabile, specificandone l'accezione (es. ad "uso pubblico" di grandi dimensioni, con numerosi utenti potenzialmente esposti ai rischi connessi all'acqua, quali ospedali, strutture sanitarie, edifici dotati di strutture ricettive, edifici scolastici, istituti penitenziari e campeggi), come individuati dagli Stati membri;
- sensibilizzare rispetto al possibile impatto economico di nuove misure di controllo e gestione del rischio in termini di possibile incremento dei costi per gli operatori dei servizi idrici;
- condividere la necessità di trasparenza delle informazioni all'utenza, già prevista nella regolazione dell'Autorità, evidenziando che alcune previsioni di informativa

sulla struttura dei costi della tariffa⁵ rischiano di essere o troppo specifiche (con difficoltà di ricondurre i costi disaggregati a una specifica struttura, anche in presenza di separazione contabile) o, al contrario, troppo generiche (es. l'espressione "costi fissi e variabili" potrebbe includere solo i cosiddetti "costi finanziari" oppure anche i costi ambientali e della risorsa), proponendo di fatto che agli stati membri venga concessa una maggiore flessibilità in merito.

La proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, ha tra i suoi principali obiettivi quello di alleviare la pressione sulle riserve idriche derivante dai crescenti usi, in particolare agricoli e industriali, e dagli impatti di eventi climatici. L'iter legislativo, avviato con la proposta della Commissione europea il 28 maggio 2018, prevede una prima lettura del testo di proposta da parte del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea, seguita eventualmente da triloghi con la Commissione europea. La proposta di Regolamento indica il riutilizzo delle acque provenienti da impianti di trattamento delle acque reflue urbane come un'alternativa affidabile di approvvigionamento idrico per vari usi, sebbene tale pratica sia poco diffusa nei Paesi UE. La disciplina proposta dalla Commissione europea è, essenzialmente, destinata a fornire disposizioni di armonizzazione minima in materia di riuso delle acque trattate, principalmente nel settore agricolo. Nel momento in cui è redatta la presente *Relazione Annuale*, la proposta è al vaglio del Consiglio dei ministri dell'UE, mentre il 12 febbraio 2019 il Parlamento europeo già aveva approvato il testo in prima lettura con emendamenti. Il testo è attualmente nella fase di prima lettura da parte del Consiglio dei ministri dell'UE.

L'Autorità ha fornito il proprio contributo alla posizione italiana su questa proposta di Regolamento, partecipando a un tavolo di lavoro coordinato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a partire dalla fine di gennaio 2019. Il contributo dell'Autorità è stato indirizzato principalmente alla specificazione dei soggetti che dovrebbero auspicabilmente essere coinvolti dagli Stati Membri nell'elaborazione del previsto *Water Reuse Risk Management Plan*, e delle responsabilità e degli obblighi connessi.

5 Anche per la conseguente possibilità della Commissione europea di "adottare atti di esecuzione per specificare il formato e le modalità della presentazione delle informazioni stesse."

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Nell'anno appena trascorso, il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'UE hanno approvato il *Pacchetto sull'economia circolare*, primaria leva di intervento per le politiche di gestione dei rifiuti previste nella *Strategia europea sull'economia circolare*⁶ e nel successivo *Piano di Azione per l'Economia Circolare*⁷, e che incide anche sul settore della plastica, con norme specifiche e finalizzate a contenerne l'impatto sull'ambiente. Il Pacchetto consta di:

- quattro direttive approvate il 18 giugno 2018 e pubblicate il 4 luglio 2018;
- due proposte di direttiva su cui, alla fine del 2018, è stato raggiunto un accordo politico definitivo in esito al processo di trilogia, ma che non sono state ancora approvate in via definitiva e pubblicate.

Le direttive

Le quattro direttive introducono nuove norme che integrano o sostituiscono direttive in vigore:

- la direttiva 2018/851/UE modifica la "direttiva quadro sui rifiuti" (2008/98/CE);
- la direttiva 2018/852/UE modifica la "direttiva imballaggi" (1994/62/CE, già modificata nel 2004);
- la direttiva 2018/850/UE modifica la "direttiva discariche" (1999/31/CE);
- la direttiva 2018/849/UE modifica le direttive 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso, 2006/66/CE relativa

a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori, 2012/19/UE relativa ai rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Gli stati membri dovranno provvedere al relativo recepimento entro il 5 luglio 2020.

Le proposte di direttiva

Le due proposte di direttiva riguardano, invece e rispettivamente, la riduzione dell'impatto ambientale dei prodotti monouso in plastica e gli impianti portuali di gestione dei rifiuti. Nel seguito è presentata una sintetica disamina dei contenuti di maggiore rilevanza per il settore e per la regolazione.

Nuovi obiettivi di gestione dei rifiuti. Il nuovo testo della direttiva quadro innalza i *target* percentuali di preparazione al riutilizzo e al riciclo dei rifiuti urbani, prolungandone l'orizzonte di riferimento al 2035. Il quadro degli obiettivi di recupero di materia è completato dai *target* previsti dalla nuova direttiva imballaggi per le sei principali frazioni di rifiuti di imballaggio. L'introduzione di un limite massimo di ricorso alla discarica, ad opera della direttiva dedicata, rappresenta, infine, una novità rilevante per promuovere il ricorso alle attività di gestione che si collocano ai livelli superiori della gerarchia dei rifiuti (prevenzione, recupero di materia e recupero di energia). La tavola 1.1 mette a confronto gli obiettivi appena menzionati con quelli fissati dalle norme emendate con orizzonte 2020.

TAV 1.1 Target UE di gestione dei rifiuti

TARGET	PACCHETTO 2004-2008 (DIRETTIVA IMBALLAGGI E DIRETTIVA QUADRO)		PACCHETTO 2018 (DIRETTIVA IMBALLAGGI, DIRETTIVA QUADRO, DIRETTIVA DISCARICHE)		
	Entro il 2008	Entro il 2020	Entro il 2025	Entro il 2030	Entro il 2035
Riciclo di rifiuti urbani		50%*	55%	60%	65%
Recupero di materia**		70%			
Recupero di imballaggi***	60%				
Riciclo di rifiuti di imballaggio	55% - 80%****		65%	70%	
Vetro	60%		70%	75%	
Carta e Cartone	60%		75%	85%	
Metalli	50%		70% (metalli ferrosi) 50% (alluminio)	80% (metalli ferrosi) 60% (alluminio)	
Plastica	22,5%		50%	55%	
Legno	15%		25%	30%	

*Obiettivo formulato come "preparazione per il riutilizzo e il riciclo"; **Include riciclo e "riempimenti"; ***Include recupero di materia e di energia; ****Obiettivi minimo e massimo.

Fonte: ARERA su direttive 2004/12/CE, 2008/98/UE, 851/18/UE, 852/18/UE, 850/18/UE.

Nuove definizioni e nuovi riferimenti per la misurazione dei risultati. Per garantire efficacia e omogeneità nel perseguimento degli obiettivi di gestione dei rifiuti, il legislatore è intervenuto su alcuni aspetti definitori fondamentali della disciplina, tra cui la definizione di rifiuto urbano e quella di riciclo, che rivestono rilevanza anche dal punto di vista regolatorio.

La prima definizione è di nuova introduzione: rientrano tra i rifiuti urbani i rifiuti di origine domestica e i rifiuti di origine non domestica simili, per natura, a quelli domestici. Sono tassativamente esclusi da tale categoria i rifiuti derivanti da attività di manifattura, di agricoltura, silvicoltura e pesca, di gestione di reti fognarie e acque reflue, di costruzione e demolizione, nonché i veicoli fuori uso. I "considerato" della direttiva chiariscono, poi, come occorra assimilare ai rifiuti urbani anche quelli derivanti da operazioni di trattamento di frazioni di origine urbana che siano identificati, proprio in virtù dei processi a cui sono stati sottoposti, attraverso codici differenti da quelli che si applicano ai rifiuti urbani tal quali.

La seconda definizione è immutata nella lettera, ma è modificata nelle regole di misurazione delle *performance*: a partire dal 2021 le percentuali di preparazione per il riciclo saranno misurate nel punto di ingresso dei rifiuti nell'impianto di riciclo, così da evitare che sia conteggiato il peso degli scarti delle operazioni di trattamento preliminare. Questa norma ha trovato ulteriore specificazione (e declinazione per filiera) attraverso un atto implementativo della Commissione dell'aprile scorso⁶.

Obblighi e divieti. Per sostenere il perseguimento degli obiettivi, la disciplina comunitaria della gestione dei rifiuti si arricchisce di norme impositive. Gli obblighi di raccolta differenziata, che già si applicano, salvo specifiche possibilità di deroga, alle frazioni di carta, metalli, plastica e vetro, saranno estesi gradualmente ai rifiuti di origine biologica, a quelli tessili e ai rifiuti urbani pericolosi (per esempio pile e farmaci). Inoltre, gli stati membri dovranno

adoperarsi affinché entro il 2030 i rifiuti idonei al riciclaggio o al recupero di altro tipo, e in particolare i rifiuti urbani, non siano ammessi in discarica.

Responsabilità estesa del produttore. Allo stesso tempo, le nuove norme incoraggiano l'adozione di strumenti economici di incentivo alla gestione virtuosa dei rifiuti e, soprattutto, cercano di assicurare una disciplina omogenea degli schemi di responsabilità estesa del produttore (*Extended Producer Responsibility - EPR*). Introducendo una specifica definizione di schema EPR, la nuova direttiva quadro chiarisce come la responsabilità del produttore sia di natura finanziaria o finanziaria e organizzativa. Uno specifico articolo definisce, inoltre, i requisiti minimi degli schemi EPR, cui dovranno conformarsi anche i sistemi esistenti⁹. Di seguito si elencano i più rilevanti:

- copertura geografica non limitata alle aree in cui la gestione dei rifiuti oggetto di EPR risulta redditizia;
- disponibilità di adeguati sistemi di raccolta dei rifiuti;
- adeguatezza delle risorse finanziarie, o finanziarie e organizzative, a disposizione dello schema;
- realizzazione di sistemi per il controllo della gestione finanziaria e della qualità dei dati raccolti e oggetto di rendicontazione, anche con il ricorso a soggetti indipendenti;
- diffusione delle informazioni sul raggiungimento degli obiettivi di gestione dei rifiuti.

Un'ulteriore importante previsione concerne il finanziamento degli schemi: gli stati membri dovranno assicurare la copertura da parte dei produttori di una quota preponderante (almeno 80%, in casi limitati il 50%) dei costi efficienti di raccolta differenziata, trasporto e trattamento dei rifiuti, di informazione verso i detentori dei rifiuti, e di raccolta dei dati e rendicontazione sui risultati.

Strumenti per la riduzione e gestione dei rifiuti in plastica.

La proposta di direttiva sulla plastica monouso¹⁰, inserita all'interno di una più ampia strategia europea sulla plastica¹¹,

6 COM(2014) 398 final, comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni "Verso un'economia circolare.: programma per un'Europa a zero rifiuti".

7 COM(2015) 614 final, comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni "L'anello mancante - Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare".

8 Decisione di esecuzione (UE) 2019/665 della Commissione del 17 aprile 2019 che modifica la decisione 2005/270/CE.

9 Come noto in Italia opera una molteplicità di schemi, il principale dei quali è quello costituito per la gestione degli imballaggi e dei relativi rifiuti, ossia il sistema CONAI - Consorzi di filiera. Nel settore degli imballaggi, in adempimento agli stessi obblighi di EPR a cui risponde il sistema CONAI operano altre organizzazioni, specializzate su determinati prodotti nel segmento dei rifiuti speciali o in quello dei rifiuti urbani. Ulteriori schemi sono previsti per altre tipologie di rifiuti, in alcuni casi in adempimento alle norme UE.

10 Testo approvato dal Parlamento Europeo in data 27 marzo 2019. European Parliament legislative resolution of 27 March 2019 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the reduction of the impact of certain plastic products on the environment, *cf.* Documenti COM (2018) 340 final; C8-0218/2018; 2018/0172(COD)).

11 COM(2018)/28 final, comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni "Strategia europea per la plastica nell'economia circolare".

è finalizzata a promuovere il contenimento dell'inquinamento dell'ambiente marino attraverso regole sui rifiuti in plastica prodotti in mare e quelli che raggiungono il mare pur traendo origine da attività realizzate sulla terraferma. Il set di strumenti previsto è piuttosto vario.

Per quanto concerne le misure di prevenzione, il consumo di contenitori per cibo e bevande è soggetto a un obiettivo di riduzione, non vincolante né definito in termini quantitativi, ma espresso come richiesta di *commitment* a ciascuno stato membro. Una misura più mirata è il divieto di immissione sul mercato di alcuni dei più diffusi prodotti in plastica monouso, che avrà efficacia in corrispondenza con il recepimento della direttiva, previsto entro due anni dall'entrata in vigore della stessa. Infine, requisiti di progettazione ecosostenibile di coperchi ed etichette, specificati da norme tecniche dedicate, troveranno applicazione sui contenitori per bevande.

Per quanto concerne le misure di gestione dei rifiuti, la proposta prevede target minimi di raccolta differenziata dei contenitori per bevande (90% al 2025). A sostegno della raccolta e dell'efficace gestione dei rifiuti da prodotti in plastica monouso viene demandata agli stati membri la predisposizione di adeguate regole di etichettatura di prodotti quali salviette e assorbenti. Su un altro gruppo di prodotti¹², è previsto l'obbligo di costituire schemi EPR che garantiscano la copertura dei costi della raccolta, del trasporto e del trattamento dei relativi rifiuti. Per il Pet, infine, la proposta prevede che le nuove bottiglie contengano obbligatoriamente il 25% di materie prime secondarie al

2025, e il 30% al 2030.

Sistemi di finanziamento della gestione dei rifiuti marini.

La proposta di direttiva sugli impianti portuali di raccolta dei rifiuti¹³ disciplina, assieme ai rifiuti prodotti dalle navi, i rifiuti pescati accidentalmente, ossia quelli raccolti nelle reti durante le operazioni di pesca. È significativa, in tal senso, la prevista introduzione di uno specifico sistema di finanziamento dei costi della gestione dei rifiuti pescati accidentalmente, basato sull'applicazione, alle tariffe di accesso alle infrastrutture portuali, di corrispettivi indiretti, ossia applicati sulla generalità degli utenti in misura indipendente dalle quantità di rifiuti eventualmente pescati e conferiti agli impianti portuali. In deroga a tale regola, per evitare che i costi di gestione dei rifiuti pescati accidentalmente ricadano solo sugli utenti dei porti, è prevista la possibilità di ricorrere a meccanismi di finanziamento alternativi, quali schemi EPR, schemi volontari, e fondi di origine europea, nazionale o regionale. Il disegno di legge per la promozione del recupero dei rifiuti in mare e per l'economia circolare (*Salva mare*) approvato dal Consiglio dei ministri all'inizio di aprile 2019, si pone in linea con quanto previsto nella proposta di direttiva prevedendo, in particolare, che i costi connessi alla raccolta, al trasporto e al trattamento (incluso lo smaltimento) dei rifiuti accidentalmente pescati siano coperti da una componente della tariffa relativa al servizio integrato dei rifiuti urbani, secondo criteri e modalità che verranno definiti dalla regolazione dell'Autorità.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e Svizzera

Nel corso del 2018 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei. Ciò è avvenuto 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 nuovi regolamenti europei per il mercato elettrico – sia attraverso incontri bilaterali per approfondire

la discussione sulle tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. L'attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato dell'energia integrato a livello europeo, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

12 Che comprende contenitori di cibo e bevande, salviette e sacchetti di plastica, nonché attrezzatura da pesca contenente plastica.

13 Testo approvato dal Parlamento Europeo in data 13 marzo 2019. *European Parliament legislative resolution of 13 March 2019 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on port reception facilities for the delivery of waste from ships, repealing directive 2000/59/EC and amending directive 2009/16/EC and directive 2010/65/EU (COM(2018)0033 - C8-0014/2018 - 2018/0012(COD)).*

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

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, è lo strumento istituzionale introdotto con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli stati membri". L'organizzazione di ACER vede la presenza di un direttore, attualmente l'italiano Alberto Pototschnig, cui è demandato il compito di proporre le decisioni che l'Agenzia intende adottare, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR), cui partecipano rappresentanti delle autorità di regolazione dei 28 paesi europei, che esprime un parere vincolante (a maggioranza qualificata dei 2/3) in merito alle decisioni proposte dal Direttore. A fine 2018 il Presidente del BoR, Garrett Blaney dell'autorità irlandese, si è dimesso perché nominato a presiedere un'altra autorità di regolazione di settore nel proprio paese: di conseguenza ACER ha organizzato l'elezione dei nuovi vertici che si è tenuta a gennaio 2019 con la nomina del commissario dell'Autorità Clara Poletti a Presidente.

L'Autorità nel corso del 2018 ha proseguito attivamente la propria attività in seno all'ACER, spesso assumendo ruoli guida nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare Clara Poletti ha presieduto il gruppo di lavoro sul gas naturale (incarico che ha cessato dopo la nomina a Presidente del BoR), mentre lato elettrico l'Autorità vede i propri rappresentanti attivi sia in qualità di responsabili di specifiche task force (mercati, *system operation* e infrastrutture) sia in qualità di referenti per la predisposizione di specifiche metodologie e dossier.

Nel Capitolo 3 di questo stesso Volume, al paragrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei", sono ampiamente illustrati gli ambiti di intervento dell'Autorità in seno all'Agenzia, con particolare riferimento alla creazione del nuovo quadro regolatorio per la creazione del mercato unico europeo per il settore elettrico. In aggiunta si segnala la cooperazione dell'Autorità alle attività propedeutiche agli altri compiti assegnati all'Agenzia nell'ambito del Terzo pacchetto: si pensi, per esempio, alle competenze relative al regolamento (UE) 1227/2011 REMIT, al regolamento

Infrastrutture (UE) 347/2013, alla redazione dei diversi rapporti di monitoraggio sullo stato del mercato interno, alle raccomandazioni in merito alle metodologie di analisi costi/benefici e ai rapporti sull'adeguatezza del sistema (sia lato elettrico sia lato gas naturale).

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 (esclusa la Slovacchia), ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Svizzera, Montenegro, Repubblica della Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina cui negli ultimi anni si sono aggiunti anche i regolatori di Georgia, Serbia e Albania. A seguito delle dimissioni del Presidente Garrett Blaney dell'autorità irlandese avvenuta a fine 2018, l'associazione a inizio 2019 ha rinnovato i propri organi di vertice, con la nomina a Presidente di Annegret Groebel, rappresentante dell'autorità di regolazione tedesca.

L'Autorità ha partecipato attivamente alle diverse attività promosse dall'associazione nel corso del 2018. In particolare, Clara Poletti ha guidato il gruppo di lavoro sul gas naturale (incarico poi cessato a seguito della nomina a Presidente del BoR di ACER), ma non è mancata la partecipazione attiva anche ai tavoli dedicati al settore elettrico e alla tutela dei consumatori.

Dopo un'accurata discussione sul *Clean Energy Package*, che aveva impegnato quasi tutto il 2017 con la redazione di diversi *white paper*, nel corso del 2018 il CEER ha lanciato la nuova strategia delle 3D: Digitalizzazione, Decarbonizzazione e Regolazione Dinamica. L'associazione vuole infatti mantenere il proprio ruolo guida nel promuovere una regolazione efficace, che sappia adattarsi anche in un contesto in forte cambiamento, qual è il settore energetico europeo, caratterizzato dagli obiettivi di decarbonizzazione e da sviluppi tecnologici repentini. In tale contesto il CEER vuole 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.

In aggiunta, lato settore elettrico, il CEER ha analizzato gli

strumenti di supporto alla produzione da fonti rinnovabili presenti nei vari stati membri e si è fatto promotore dello sviluppo e dell'utilizzo di risorse di flessibilità sulla rete di distribuzione, anche tramite l'implementazione di appositi meccanismi di mercato. Lato gas naturale l'attività si è incentrata su uno studio per il futuro ruolo del gas naturale nel nuovo contesto energetico decarbonizzato previsto a livello europeo. Inoltre, come attività trasversale ai due settori, è stato redatto un *position paper* relativo a possibili schemi incentivanti per la regolazione delle imprese di distribuzione. Nell'ambito dello sviluppo dei mercati *retail*, infine, il CEER ha pubblicato la propria *roadmap 2025*, promuovendo l'individuazione di indicatori che consentano di determinare in modo sintetico lo stato di salute dei mercati nazionali.

Come ormai tradizione, il CEER si è fatto promotore di diversi corsi, sia per i propri membri che per partecipanti esterni, che stanno riscuotendo un notevole successo di partecipazione: a tal proposito si segnala il corso sui codici previsti dal regolamento elettrico del Terzo pacchetto, che ha visto la partecipazione attiva del personale dell'Autorità in qualità di docente.

Settore idrico. European Water Regulators

Il network WAREG - *European Water Regulators* ha consolidato le attività di scambio di migliori pratiche di regolazione dei servizi idrici tra i suoi 31 membri¹⁴, avvalendosi di una struttura organizzativa propria, funzionante attraverso la partecipazione volontaria. Nel corso del 2018 si sono svolte tre riunioni dell'Assemblea WAREG.

L'8 maggio 2018, in occasione della quindicesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata dal regolatore della Bulgaria (EWRC) a Sofia, è stata avviata la preparazione di una bozza di piano triennale di WAREG, volto a individuare gli obiettivi strategici, le attività prioritarie e le risorse necessarie per attuarle. Nella stessa riunione è stato organizzato un *workshop* sulla regolazione e sugli investimenti nel settore idrico in Europa, tra i membri di WAREG e le organizzazioni internazionali - *Organization for Economic Development in Europe (OCSE)*, *World Bank*, *European Investment Bank* - nel corso del quale sono emersi un elevato bisogno di investimenti in infrastrutture

idriche e il ruolo fondamentale dei regolatori economici per assicurare regole stabili nel tempo e trasparenti, per incentivare gli operatori a sviluppare piani d'investimento in maniera efficiente e per monitorare l'effettiva realizzazione dei medesimi. In tal senso, sono stati presentati casi di buone pratiche di regolazione, tra cui quello italiano.

L'Autorità, in qualità di Presidente di WAREG, ha partecipato, il 29 giugno 2018 a Edimburgo, al *workshop* in tema di *customer engagement*, organizzato dal regolatore della Scozia (WICS). Il workshop ha rappresentato l'occasione per la presentazione del modello scozzese di *governance* del settore.

Il 25 e 26 settembre 2018, nel corso della sedicesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata dal regolatore del Montenegro (REGAGEN) a Budva, è stata adottata la posizione comune di WAREG rispetto alla proposta della Commissione europea di revisione della direttiva europea concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (direttiva acque potabili)¹⁵. La posizione comune, trasmessa alla Commissione europea, sottolinea la necessità di valorizzare il ruolo dei regolatori economici dei servizi idrici nell'attuare, a livello nazionale, agli obiettivi della citata direttiva, con particolare riguardo all'accesso universale all'acqua potabile, specie per le categorie di consumatori particolarmente svantaggiati, e alla sostenibilità economica dei servizi idrici per le utenze domestiche. Nel corso della riunione è stato anche firmato un *memorandum of understanding* tra WAREG e l'Associazione brasiliana delle agenzie di regolazione (ABAR), per lo scambio di informazioni reciproche.

Nella diciassettesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata il 12 e 13 febbraio 2019 dal regolatore dell'Irlanda (CRU) a Dublino, è stato approvato il piano di lavoro di WAREG per il 2019, che prevede diverse attività, fra cui:

- l'organizzazione di un *workshop* sui vantaggi della regolazione economica dei servizi idrici e di fognatura;
- l'organizzazione del primo *forum* europeo della regolazione dei servizi idrici, che sarà ospitato dall'Autorità a fine 2019;
- la realizzazione di uno studio di *benchmarking* dei modelli tariffari vigenti in Europa.

Nella stessa riunione sono state approvate le seguenti aree prioritarie di azione di WAREG per gli anni 2020, 2021 e 2022:

- analisi comparativa di modelli di regolazione in Europa;
- monitoraggio dell'evoluzione normativa europea di riferimento (in particolare, della direttiva acque potabili¹⁶, del regolamento sul riutilizzo delle acque reflue¹⁷, della direttiva quadro sulle acque¹⁸ e di eventuali future iniziative legislative comunitarie);
- consolidamento delle relazioni esterne con le istituzioni europee e internazionali, nonché con le associazioni europee e il mondo accademico.

È stata, inoltre, approvata una risposta comune alla procedura di consultazione pubblica promossa dalla Commissione europea sulla valutazione della direttiva quadro sulle acque¹⁹.

Nel corso del 2018 l'Autorità, in qualità di Presidente di WAREG, ha partecipato ad alcuni incontri istituzionali organizzati dalla *DG Environment* della Commissione europea per presentare i più recenti rapporti in merito alla sostenibilità economica dei servizi idrici a favore dei consumatori, ad alcuni indicatori comuni di efficienza idrica in uso in Europa e alle principali barriere agli investimenti registrate dai membri di WAREG negli Stati di appartenenza. Il 18 maggio 2018, l'Autorità ha poi partecipato al *workshop Assessing Member States' Investment Needs and Financing Capacities for Water Supply, Sanitation and Flood Protection*, organizzato a Bruxelles congiuntamente dalla *DG Environment* della Commissione europea e dall'OCSE. Il 6 giugno 2018, l'Autorità, sempre in qualità di Presidente di WAREG, ha partecipato al congresso internazionale sui servizi idrici, organizzato dal regolatore della Polonia a Bydgoszcz, dove sono stati presentati alcuni modelli di *governance* della regolazione in Europa, in particolare quello italiano.

Settore rifiuti

Il 16 ottobre 2018, una delegazione dell'Autorità ha incontrato a Bruxelles i rappresentanti della *DG Environment* della Commissione europea, per illustrare lo stato del settore dei rifiuti in Italia e le funzioni in materia recentemente assegnate al regolatore italiano. È stata così istituita una *task force* con alcuni regolatori europei con competenze in tale settore (Portogallo, Ungheria, Romania, Bulgaria), per attivare un confronto sulle differenti esperienze nazionali.

Tra i mesi di settembre 2018 e febbraio 2019, l'Autorità ha avviato contatti istituzionali presso tutti i regolatori europei, al fine di raccogliere informazioni in ordine all'organizzazione del comparto dei rifiuti urbani in ciascuno dei 28 paesi dell'Unione europea, con particolare riguardo al quadro normativo, all'assetto del mercato e alle modalità di determinazione dei prezzi finali. Dall'analisi effettuata è emerso che:

- con riferimento al quadro normativo, in circa 2/3 dei paesi dell'Unione europea i piani di gestione dei rifiuti sono definiti su tre livelli (nazionale, regionale e locale). A livello nazionale sono individuati gli obiettivi generali di protezione ambientale secondo standard europei; la pianificazione degli investimenti avviene, invece, prevalentemente a livello regionale; i Comuni hanno quasi sempre obblighi di implementazione degli obiettivi nazionali o regionali, con poteri di assegnazione del servizio di raccolta. In alcuni casi le comunità locali si coordinano creando entità di natura associativa per una gestione comune delle fasi di trattamento e/o raccolta oppure esternalizzando tali fasi agli organismi regionali; in rari casi le comunità locali hanno poteri di pianificazione

14 Il network WAREG, nato nell'aprile 2014, si è costituito il 5 dicembre 2017 come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso l'Autorità. Oltre all'Autorità, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per 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 di Macedonia (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); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); 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 l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Cossovo (WSRA). Inoltre sono osservatori di WAREG: il Ministero delle Foreste e del Settore Idrico della Turchia; il Ministero dell'Ambiente della Polonia; il regolatore per i mercati di elettricità e gas della regione di Bruxelles-Belgio (Brugel); l'Associazione del settore idrico della Svezia (SWWA); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT).

15 Proposta della Commissione europea COM (2017) 753 Finale, 1 febbraio 2018.

16 Proposta della Commissione europea COM (2017) 753 Finale, 1 febbraio 2018, di revisione della direttiva 98/83/CE, 3 novembre 1998, sulla qualità delle acque destinate al consumo umano.

17 Proposta della Commissione COM (2018) 337 Finale, 28 maggio 2018, di un Regolamento europeo recante prescrizioni minime per il riutilizzo delle acque reflue urbane.

18 Consultazione pubblica di valutazione della direttiva 2000/60/CE, 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

19 Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

- diretta degli investimenti in impianti di trattamento e smaltimento;
- con riferimento all'assetto del mercato, nelle fasi di raccolta e di smaltimento, prevale la gestione *in house* in circa il 50% dei paesi; gli altri si avvalgono di una gestione mista pubblico-privato o interamente privata in regime di concessione. Nelle fasi di trattamento e di riciclo prevale una gestione interamente privata in regime di concessione, ma sussistono anche casi di gestioni miste o interamente pubbliche;
 - con riferimento alle modalità di determinazione dei prezzi finali, i servizi sono finanziati prevalentemente mediante tassazione. Il livello dei prezzi finali per gli utenti domestici è estremamente diversificato e, nell'ambito di uno stesso paese, il prezzo finale può dipendere da diverse variabili o dalla loro combinazione. Per la determinazione del prezzo finale, a livello locale, è diffuso lo schema del *pagamento per consumo* (*pay as you throw*), che dipende dal volume, dal peso o dalla tipologia di rifiuti;
 - con riferimento ai soggetti competenti per la regolazione del settore, esistono tre diverse modalità di *governance*: autorità indipendenti a livello nazionale (come, per esempio, in Italia, Lettonia, Portogallo, Romania e Ungheria); agenzie o uffici ministeriali (es. in Danimarca, Lituania e Malta); comunità locali (come nel 70% dei paesi dell'Unione europea).

Adesione dell'Autorità al NEON - National Energy Ombudsmen Network

Il NEON (*National Energy Ombudsman Network*) è un network associativo senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles e statuto del 14 febbraio 2014, che riunisce *Ombudsmen*²⁰ e Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori che operano nei settori energetici.

I membri del NEON *"have the public mandate to provide an easily-accessible and free-of-charge way to solve*

disputes between consumers and companies" (www.neon-ombudsman.org), possono avere rilevanza sia nazionale che regionale e far parte di paesi UE o extra-UE. Dal 2019, a seguito di modifiche statutarie, l'unica forma di adesione all'associazione è quella di *full member*, essendo la formula di *associate member* riservata ai membri extra-UE (comunque rientranti nel territorio europeo)²¹; eventuali partecipanti di paesi siti in altri continenti sono ammessi come *observer*. I membri possono appartenere anche a un'autorità indipendente di regolazione²² e svolgere l'attività di ADR anche in settori diversi dall'energia.

L'Autorità, in quanto titolare dell'Organismo ADR Servizio Conciliazione (si veda in proposito il successivo Capitolo 9, paragrafo "Il Servizio Conciliazione dell'Autorità"), aderisce al NEON dal 2016²³. Gli altri membri sono Francia (*Médiateur National de l'Énergie*), 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*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*), Wallonia (*CWAPE, Commission Wallonne pour l'Énergie*). Sono *associate members* UK (*Ombudsman Services*), che fino al 2018 aveva la qualifica di *full member*, e Georgia (*Energy Ombudsman*).

L'attività del NEON è finalizzata al perseguimento di quattro obiettivi principali: protezione ed *empowerment* dei consumatori di energia *"through the promotion of statutory, public-interest and independent complaint-resolution bodies"*; promozione di un modello di ADR con caratteristiche di indipendenza e di perseguimento degli obiettivi di tutela dei diritti dei consumatori, sia a livello nazionale che regionale; rappresentanza dei membri a livello europeo sulle tematiche energetiche e di protezione 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 cose, partecipa attivamente a incontri, conferenze e *workshop* organizzati, per esempio, dalla *DG Justice and*

20 Gli *Ombudsmen*, oltre alla loro 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'efficiamento della normativa e della regolazione applicabili al settore di cui si occupano.

21 L'*associate member* differisce dal *full* perché ha diritto di voto solo sui temi relativi al budget e non può far parte dell'*Administrative Body*.

22 Il Regolatore è il soggetto responsabile dei sistemi di risoluzione alternativa delle controversie previsti dal Terzo pacchetto Energia in 13 Paesi dell'Unione per il settore elettrico e in 12 Paesi per il gas (fonte: *ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 - Consumer Empowerment Volume*).

23 Tenuto conto delle sopra citate modifiche statutarie, la partecipazione dell'Autorità, dall'inizio del 2019, avviene non più a titolo di *associate member*, bensì di *full member*.

24 Al link <http://www.neon-ombudsman.org/category/annual-report/>.

Consumers e dalla *DG Energy* della Commissione europea; è rappresentato all'annuale *Citizens' Energy Forum* della stessa Commissione europea e supporta le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale. Per l'adozione delle decisioni/posizioni del network a rilevanza esterna è previsto un quorum pari al 50% dei *full member* e il voto favorevole dei 2/3 dei partecipanti. Il NEON pubblica annualmente un rapporto di sintesi sui principali esiti delle attività dei propri membri: l'*Annual Report 2018* è consultabile nel sito internet del network²⁴.

Nel corso del *General Meeting* del 19 febbraio 2019, ospitato presso gli Uffici di Roma dell'Autorità, il *General Management Body* del NEON, composto dai *full member*, ha provveduto a nominare gli organi interni all'*Administrative Body*, a cui è affidata, in collaborazione con il Segretario generale, l'attività quotidiana del network. Per il biennio 2019-20 la Presidenza è stata assegnata alla Polonia, la VicePresidenza all'Italia e il ruolo di Tesoriere all'Ombudsman dell'energia della Wallonia.

Svizzera

Nell'ambito dell'implementazione dei regolamenti europei del settore elettrico merita particolare attenzione la

gestione dei rapporti con la Svizzera. Come è noto, infatti, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico, 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, quest'ultimo coordinamento, il 2018 non ha visto particolari sviluppi in ambito regolatorio: hanno, infatti, continuato a essere applicate sulla frontiera con la Svizzera le regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine e le regole di allocazione esplicita della capacità su base giornaliera e infragiornaliera approvate a fine 2017, che si ricorda essere comuni per la base giornaliera alla frontiera con la Grecia, per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), e per la base infragiornaliera alle frontiere con Austria e Francia, nelle more dell'implementazione del *single intraday coupling* a livello europeo. Nel corso del 2018 è stato altresì avviato il percorso finalizzato all'implementazione di aste implicite infragiornaliere sulla frontiera Italia-Svizzera, che hanno visto l'avvio nel corso del mese di aprile 2019.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2018, l'Autorità ha continuato a approfondire il proprio impegno internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale con le istituzioni europee e internazionali, nonché a consolidare il ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo.

Mercato dell'energia dei paesi del Sud-Est Europa

Nel 2018 si è assistito a un assestamento delle attività nell'ambito del processo di Berlino²⁵ *Western Balkans 6* (WB6) che, tra i numerosi obiettivi, prevede quello di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market*

coupling nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kosovo, Montenegro e Serbia).

Nel corso del 2018, Terna (gestore della rete per la trasmissione elettrica), il Gestore dei mercati energetici (GME) e l'Autorità²⁶ hanno continuato a implementare le attività nell'ambito del *Memorandum of understanding (MoU) on Regional Electricity Market Development and establishing a Framework for other Future Collaboration* sottoscritto tra i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le borse elettriche dei paesi membri del WB6.

Nel 2018 l'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB) ha affrontato alcune sfide cruciali dal punto di vista regolatorio: la negoziazione sull'adozione dei Codici di rete per i settori elettrico e gas tra la Commissione europea e i paesi aderenti

²⁵ 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.

²⁶ L'Autorità ha sottoscritto il MoU nel 2016, mentre TERNA, il GME e il Ministero per lo Sviluppo economico nel 2017.

all'*Energy Community*²⁷ e l'adozione del regolamento (UE) 1227/2011 REMIT sull'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso in una versione ridotta rispetto a quella europea, più adeguata allo stato di avanzamento dei mercati dei paesi dell'*Energy Community*. A tal proposito è stato creato un gruppo di lavoro *ad hoc* sull'implementazione del citato regolamento.

Nel corso del 2018 ECRB ha intensificato le attività di monitoraggio dei mercati, sviluppando una maggiore capacità di analisi degli stessi.

L'ECRB ha poi proseguito la sua collaborazione con altri organismi internazionali, tra cui MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*). I gruppi di lavoro tecnici di MEDREG e ECRB hanno lavorato congiuntamente alla realizzazione del report *Complaint Handling and Dispute Settlement Procedures Available to Household Customers*.

Nel 2018 la cooperazione tra il CEER, l'ECRB e MEDREG si è poi consolidata con l'organizzazione del primo meeting trilaterale *Workshop on Consumer Involvement and Retail Market Opening* e con la sottoscrizione del *memorandum of understanding* (MoU) che si prefigge di strutturare la collaborazione su attività di interesse comune.

In riferimento all'attività svolta nell'ambito dell'*Electricity Working Group* (EWG), l'Autorità ha proseguito il suo impegno di coordinamento della *Task Force 1 - Wholesale Market Opening* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica. A tal proposito, EWG si è occupato della possibilità per le *contracting parties* di implementare alcune previsioni dei Codici di rete europei prima della loro formale adozione nei rispettivi paesi. Inoltre, nel corso della riunione di dicembre 2018, sono stati approvati i seguenti report: *Bi-Annual Monitoring Report on Activities related to Electricity Cross-border Transmission Capacity in the Energy Community*; *ECRB Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Communities Regulatory Authorities*; *ECRB Wholesale Electricity Market Monitoring for the Energy Community Contracting Parties*.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il gruppo di lavoro gas (ECRB GWG) si è concentrato principalmente sull'implementazione dei Codici di rete in coordinamento con i paesi europei limitrofi, al fine di applicare le corrette misure ai punti di interconnessione tra i paesi confinanti. Nel corso delle riunioni svoltesi nei mesi di settembre e

dicembre 2018, sono stati adottati i seguenti report: *ECRB Quality of Gas Distribution and Supply Services in the Energy Community*; *ECRB Transparency of Gas Transmission System Operators in the Energy Community Contracting Parties*; *ECRB Monitoring Report on the functioning of Gas and Electricity Retail Markets in the Energy Community*; *ECRB Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Community Regulatory Authorities*.

Il *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), congiuntamente al gruppo consumatori di MEDREG, ha partecipato ai lavori inerenti al report *ECRB, MEDREG Complaint Handling and Dispute Settlement Procedures Available to Household Customer*. Inoltre, nella riunione del mese di dicembre 2018, sono stati approvati i seguenti report: *Market Monitoring Report on the Functioning of Gas and Electricity Retail Markets in the Contracting Parties*; *Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Community Regulatory Authorities*.

Nel corso del 2018, si sono poi svolti i due forum annuali per i settori elettrico e gas, rispettivamente ad Atene e a Lubiana. Nel corso del *Forum* di Atene del mese di giugno 2018 è stata promossa l'implementazione dei mercati *day ahead* nei Balcani, quale condizione indispensabile per lo sviluppo di meccanismi di *market coupling* tra paesi confinanti. Le attività ricomprese nell'ambito del *Western Balkan 6* dovranno coordinarsi con quelle del CESEC (*Central and Southern Est Europe Connectivity*).

In occasione del *Forum gas* del mese di settembre 2018 si è discusso dei possibili scenari futuri del mercato del gas nei Balcani.

Progetto KEP-CEI: Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans

Nel 2018, nell'ambito delle attività relative al progetto KEP (*Know Exchange Programme*) - CEI (*Central European Initiative Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans*)²⁸, sono stati organizzati quattro workshop tematici nei quattro paesi coinvolti (il 26 gennaio a Roma, il 21 marzo a Tirana, il 18 e 19 giugno a Belgrado, il 10 ottobre a Budva). L'11 ottobre 2018, a Budva, a conclusione delle attività, si è svolta una conferenza alla quale hanno partecipato i rappresentanti dei governi e delle

27 I Paesi aderenti al Trattato che istituisce l'*Energy Community* sono: Albania, Bosnia Erzegovina, Georgia, Kosovo, Macedonia, Moldavia Montenegro, Serbia, Ucraina.

ambasciate dei paesi coinvolti, la Commissione europea, l'*Energy Community*, il GME, Terna e gli *stakeholder* del settore, che si sono espressi sullo sviluppo e sull'integrazione dei mercati elettrici nella regione dei Balcani.

Con la delibera 27 novembre 2018, 604/2018/A, l'Autorità ha approvato la propria partecipazione alla seconda fase del progetto e, con il Segretariato tecnico di InCE²⁹, si occuperà del coordinamento delle attività, in collaborazione con il GME e Terna, implementando le attività di *capacity building* da ripartire in quattro *workshop* tecnici.

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare le capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, ciò anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei TSO e delle Borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2018, l'Autorità ha proseguito la propria attività in ambito internazionale, nel bacino del Mediterraneo, attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice. MEDREG ha esteso il numero dei suoi membri a 27 con l'adesione del Lebanese Center for Energy Conservation (LCEC) e della Moroccan Electricity Regulatory Authority (ANRE).

La 25° Assemblea generale MEDREG ha avuto luogo il 5 luglio 2018 a Lisbona ed è stata ospitata dal regolatore portoghese (ERSE - *Energy Services Regulatory Authority*). Nel corso della riunione sono stati approvati i principali documenti tecnici elaborati dai gruppi di lavoro. Il giorno precedente la riunione, il regolatore portoghese ha organizzato il *workshop Future of Gas in the Mediterranean Region*. L'incontro ha rappresentato l'occasione per illustrare i più recenti studi MEDREG sul gas: *Gas Infrastructure Map* e *Assessment of Natural Gas Competition Prices in the Mediterranean Basin*.

Il 29 novembre 2018 a Istanbul, il regolatore turco ha ospitato la 26° Assemblea generale, nel corso della quale sono stati eletti il nuovo Presidente, lo stesso regolatore turco (EMRA), e i due nuovi Vicepresidenti, il regolatore albanese (ERE) e il regolatore francese (CRE);

l'Autorità ha riconfermato il suo ruolo di Vicepresidente permanente. Nel corso della riunione è stato approvato il *memorandum of understanding* volto a consolidare la cooperazione tra MEDREG, CEER e ECRB, sottoscritto poi dalle tre associazioni nel dicembre 2018. Tra i principali documenti approvati, si citano quello del Gruppo elettricità e rinnovabili, *Smart grids in the Mediterranean Countries* e quelli del Gruppo gas, *Monitoring of Compliance with the Guidelines of Good Practice (GGP) on TPA for gas in MEDREG countries* e, ancora, *Establishment of MEDREG Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation*.

MEDREG ha, inoltre, sostenuto le attività del nuovo network costituito dagli operatori di trasporto gas del Mediterraneo MEDGIO (*Mediterranean Gas Infrastructure Operators*), di cui fanno parte Snam, Defa (Cipro), Desfa (Grecia), Empl-Metragaz (Marocco), Enagas (Spagna), GRTgaz (Francia), Ingt (Israele), Jordanian Egyptian Fajr (Giordania), Plinacro (Croazia), Plinovodi (Slovenia), REN (Portogallo), e Energy and Water Agency - Government of Malta (Malta). Attraverso tale piattaforma gli operatori di trasporto del gas potranno scambiare informazioni e facilitare l'integrazione dei sistemi del gas del Mediterraneo, nonché favorire la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione. Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group Affari Istituzionali* (INS WG), copresieduto dai regolatori greco (RAE) e israeliano (PUA), con la vicepresidenza del regolatore albanese (ERE), ha concluso il programma di attività per l'applicazione delle metodologie della *peer review* al regolatore giordano (EMRC). Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di supporto alle riforme regolatorie nazionali, tra le quali quella di assistenza tecnica a beneficio del regolatore gas israeliano (NGA) e l'organizzazione di un *workshop* in Algeria, per favorire i meccanismi d'asta quale incentivo all'utilizzo di fonti di energia rinnovabile;
- il *Working Group Elettricità* (ELE WG), copresieduto dai regolatori francese (CRE) e giordano (EMRC), con la vice-presidenza del regolatore palestinese (PERC), ha lavorato ai report *Regulatory Options for the Stimulation of Infrastructure Investments* e *Fact Finding and Identification of Concrete Challenges in Investment in Infrastructure*, nonché a una versione aggiornata del

28 Si tratta di un progetto all'interno del Programma InCe /BERS (Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo) di cooperazione tecnica - Know-How Exchange Programme (KEP) a favore dei regolatori di Albania, Montenegro e Serbia. Si veda in proposito la Relazione annuale 2018.

29 InCE è un *forum* intergovernativo di cooperazione regionale che rappresenta per i paesi aderenti non europei e appartenenti all'area balcanica un'opportunità per acquistare standard comunitari. I membri attuali sono 18, tra cui dieci membri dell'Unione europea e otto extra Unione europea.

Rapporto - Osservatorio sul mercato elettrico mediterraneo (MEMO).

- Il *Working Group Gas* (GAS WG), copresieduto dall'Autorità e dal regolatore egiziano per il gas (EGAS), con la vicepresidenza turca (EMRA), ha concentrato la sua attività sui seguenti report: *Establishment of Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation; Gas Infrastructure Map; Assessment of Natural Gas Competition Prices in the Mediterranean Basin; Guidelines of Good Practice on Third Party Access in the Mediterranean Region; MEDREG Good Practice on Tariff Methodologies*.
- Il *Working Group Fonti rinnovabili* (RES WG), copresieduto dai regolatori portoghese (ERSE) e cipriota (CERA), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), congiuntamente con il gruppo elettricità ha elaborato il report *Smart Grids in the Mediterranean Countries*.
- Il *Working Group Consumatori* (CUS WG), copresieduto dai regolatori maltese (REWS) e spagnolo (CNMC), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), ha redatto lo studio *Overview on Disconnection Procedures due to non-Payment in the Mediterranean Region* e – congiuntamente al gruppo ECRB *Customer and Retail Working group* - il rapporto *Complaint Handling & Dispute Settlement Procedures available to Household Customers*.

Nel corso del 2018, l'attività delle tre piattaforme energetiche promosse dalla Commissione europea, in ambito *Union for Mediterranean*, si è svolta come illustrato di seguito.

- **Piattaforma Elettricità.** L'Autorità, coinvolta come membro attivo di MEDREG, ha continuato a collaborare con Med-TSO nell'ambito del programma di lavoro che concerne l'implementazione della piattaforma euro-mediterranea per il settore elettrico *Regional Electricity Market Platform* (REM). MEDREG ha proseguito la sua collaborazione con Med-TSO sulle analisi costi e benefici e sulle linee guida per le interconnessioni, con particolare riguardo all'allocazione dei costi.
- **Piattaforma Gas.** La piattaforma Gas, cui MEDREG partecipa attivamente, anche presenziando alle riunioni coordinate dal segretariato tecnico posto in capo all'OME (Osservatorio mediterraneo per l'energia),

è attivamente coinvolta nella realizzazione del report *Role of the Regulatory Framework to Promote Investments for a Gradual Development of Gas Interconnections in the Mediterranean Region*.

- **Piattaforma per le Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica.** Il 29 e 30 gennaio 2019, a Barcellona, si è tenuta la Conferenza annuale sulle piattaforme, che ha rappresentato un'occasione per riflettere sullo stato dell'avanzamento delle attività.

Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE)

Nel corso del 2018 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators*³⁰ (NER). L'Autorità è stata confermata quale membro del *Board* del *Network of Economic Regulators* (NER).

Il 9 aprile 2018 e il 26 novembre 2018 si sono tenute due riunioni del NER, ospitate dal Segretariato OCSE a Parigi, durante le quali si è dibattuto circa l'impatto degli sviluppi tecnologici per le industrie regolate e il ruolo dei regolatori nel favorire gli investimenti; sono stati poi presentati i risultati preliminari di un'indagine sugli indicatori di *governance* dei regolatori, cui l'Autorità aveva risposto con riferimento ai settori elettrico, gas e idrico.

Relazioni bilaterali

Albania. Il 10 aprile 2018 l'Autorità ha ricevuto a Milano una delegazione di rappresentanti del regolatore dell'Albania per il settore idrico (ERRU), per uno scambio sulle reciproche conoscenze in merito alle metodologie tariffarie e alla regolazione della qualità tecnica.

Brasile. Il 28 settembre 2018 l'Autorità ha ricevuto a Roma una delegazione di rappresentanti dell'Agenzia nazionale per l'energia elettrica (ANEEL); nel corso dell'incontro sono stati presentati i rispettivi modelli di regolazione.

Portogallo. Il 12 dicembre 2018 l'Autorità è stata ricevuta dal regolatore dei servizi idrici del Portogallo (ERSAR), a Lisbona, per approfondire il modello portoghese di regolazione del

³⁰ Il *Network of Economic Regulators* (NER) 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. Su richiesta del Comitato delle politiche di regolazione, organo dell'OCSE, il NER può fornire pareri ed elaborare studi sulle materie di sua competenza.

settore dei rifiuti urbani e valutare la possibile applicabilità di alcuni suoi aspetti anche al modello italiano. Inoltre, il 13 febbraio 2018 l'Autorità ha firmato con ERSAR un *memorandum of understanding*, finalizzato allo scambio di esperienze e di informazioni sui rispettivi modelli di regolazione nei settori idrico e dei rifiuti urbani.

Marocco. Il 25 febbraio 2019 si è svolto un incontro bilaterale con il neocostituito regolatore marocchino. Il Marocco, interconnesso con l'Europa attraverso un cavo elettrico con la Spagna, vede l'integrazione del proprio mercato in quello europeo come un'importante opportunità economica e di sviluppo.

Capitolo 2



**INDIRIZZI DI POLITICA
ENERGETICO-AMBIENTALE
E RAPPORTI ISTITUZIONALI**

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione italiana

Nel periodo compreso tra aprile 2018 e marzo 2019, sono stati molti gli interventi normativi che hanno interessato i settori di competenza dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità), di seguito illustrati in ordine di approvazione.

Innanzitutto, il decreto legge 10 aprile 2018, n. 30, recante *Misure urgenti per assicurare la continuità delle funzioni dell'Autorità*, ha dettato alcune disposizioni urgenti finalizzate ad assicurare la continuità delle funzioni dell'Autorità stessa, prorogando la durata in carica del Presidente e dei Componenti del Collegio, giunti alla naturale scadenza del mandato settennale l'11 febbraio 2018. Detto provvedimento, composto da due articoli, ha disposto che l'Organo di Vertice dell'Autorità continuasse a esercitare le proprie funzioni, limitatamente agli atti di ordinaria amministrazione e a quelli indifferibili e urgenti, fino alla nomina del nuovo Collegio, specificando che il termine ultimo e inderogabile per l'esercizio di tali funzioni, era individuato nel novantesimo giorno successivo all'insediamento del primo Governo formato successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legge in esame.

In sede di conversione, avvenuta con la legge 31 maggio 2018, n. 64, sono state apportate talune modifiche e integrazioni al suddetto provvedimento. *In primis*, è stato previsto che il Collegio in carica continuasse ad esercitare le sue funzioni non oltre il novantesimo giorno dal giuramento del primo Governo formato successivamente alla data di entrata in vigore del decreto stesso e, comunque, non oltre il 30 settembre 2018. *Deinde*, la legge n. 64/18, ha stabilito la predisposizione, da parte dell'Autorità in regime di *prorogatio*, di "una relazione concernente gli atti di ordinaria amministrazione e quelli indifferibili e urgenti adottati nel periodo di riferimento, con l'illustrazione dei presupposti e delle motivazioni", da trasmettere alle Camere ogni 45 giorni, a decorrere dalla data di entrata in vigore della medesima legge. È stato, altresì, specificato che, nella prima relazione, l'Autorità avrebbe dovuto dar conto degli atti adottati nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore del predetto decreto n. 30/18 e quella di entrata in vigore della legge n. 64/18, nonché delle linee guida eventualmente adottate per individuare gli atti da considerare di ordinaria amministrazione ovvero indifferibili e urgenti.

Il decreto legge 29 maggio 2018, n. 55, recante *Ulteriori misure urgenti a favore delle popolazioni dei territori delle Regioni Abruzzo, Lazio, Marche ed Umbria, interessati dagli eventi sismici verificatisi a far data dal 24 agosto 2016*, convertito dalla legge 24 luglio 2018, n. 80, con l'articolo 1, commi 6 e 6-bis, ha modificato l'articolo 2-bis, comma 24, del decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148, al fine di differire all'1 gennaio 2019 (anziché al 31 maggio 2018), la sospensione dei termini di cui all'articolo 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, relativi al pagamento delle fatture emesse dalle società operanti nei settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, dell'abitazione, dello studio professionale o dell'azienda.

L'articolo 1, comma 6-bis, ha riconosciuto alle autorità di regolazione competenti la facoltà di prevedere esenzioni, fino alla data del 31 dicembre 2020, per il pagamento delle bollette di energia elettrica, acqua, gas, a favore delle utenze localizzate nella "zona rossa" istituita con apposita ordinanza tra il 24 agosto 2016 e l'entrata in vigore della legge di conversione del decreto in analisi, individuando anche le modalità di copertura delle stesse esenzioni, anche attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, se opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Infine, l'articolo 1, comma 6-ter, ha assegnato ai "comuni del cratere sismico" (ex allegati 1, 2 e 2-bis del decreto legge n. 189/16) la facoltà di derogare al sistema di vincoli per la raccolta differenziata dei rifiuti urbani, a partire dal 24 agosto 2016 fino ai dodici mesi successivi alla cessazione dello stato di emergenza.

Di rilievo per l'Autorità, il decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*, convertito con la legge 21 settembre 2018, n. 108, che, *in primis*, ha prorogato all'11 luglio 2020 il termine per la cessazione dei regimi di tutela di prezzo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Il medesimo provvedimento ha poi posticipato di 24 mesi il termine per l'entrata in esercizio degli impianti geotermoelettrici e solari termodinamici, inseriti nelle graduatorie pubbliche dal Gestore dei servizi energetici (GSE), ai fini dell'accesso agli incentivi previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016.

Infine, ha sospeso i pagamenti relativi alle fatture per la fornitura di energia elettrica, acqua, gas, assicurazioni e telefonia, a favore dei soggetti che dichiarino con apposita autocertificazione l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione o dello studio professionale/azienda, in seguito al sisma verificatosi nel Centro Italia nel 2016; tali previsioni sono state estese anche ai Comuni di Casamicciola Terme, Lacco Ameno e Forio nell'isola di Ischia, in ragione degli eventi sismici del 21 agosto 2017.

Il decreto legge 28 settembre 2018, n. 109, recante *Disposizioni urgenti per la città di Genova, la sicurezza della rete nazionale delle infrastrutture e dei trasporti, gli eventi sismici del 2016 e 2017, il lavoro e le altre emergenze*, convertito nella legge 16 novembre 2018, n. 130, resosi necessario per l'adozione di misure urgenti a favore della popolazione di Genova colpita il 14 agosto 2018 dal crollo del Viadotto Polcevera dell'autostrada A10 (noto come Ponte Morandi), ha attribuito alle competenti autorità di regolazione la potestà di prevedere esenzioni dal pagamento delle forniture di energia elettrica, gas e acqua (comprehensive sia degli oneri generali di sistema sia dei consumi), per il periodo intercorrente tra l'ordinanza di inagibilità o l'ordinanza sindacale di sgombero e la revoca delle medesime, individuando anche le modalità per la copertura delle esenzioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie. Il provvedimento in esame ha poi esteso la possibilità di stabilire esenzioni dal pagamento delle forniture di elettricità, acqua e gas anche ai territori colpiti dagli eventi sismici del 2016.

Riguardo al decreto legge 23 ottobre 2018, n. 119, recante *Disposizioni urgenti in materia fiscale e finanziaria*, convertito dalla legge 17 dicembre 2018, n. 136, si cita, tra gli altri, l'articolo 10-ter, che detta disposizioni specifiche in tema di fatturazione elettronica per gli operatori che offrono servizi di pubblica utilità, demandando a un provvedimento del direttore dell'Agenzia delle entrate la definizione di specifiche regole tecniche per l'emissione, tramite il Sistema di Interscambio delle fatture elettroniche, delle fatture elettroniche da parte dei soggetti passivi dell'IVA, con riferimento alle operazioni effettuate anche nei settori dei servizi connessi alla gestione dei rifiuti solidi urbani e assimilati, di fognatura e di depurazione, i cui corrispettivi sono addebitati mediante bolletta. Inoltre, l'articolo 19 ha individuato i criteri per determinare,

attraverso la fissazione di appositi consumi specifici convenzionali, la quantità di prodotto energetico necessaria a produrre una data quantità di elettricità, con l'obiettivo di definire il riferimento giuridico necessario per la tassazione dei combustibili impiegati negli impianti di cogenerazione. È stato, infine, introdotto, al punto 11 della tabella A allegata al *Testo unico delle accise*, un prospetto che riporta i consumi specifici convenzionali da utilizzare per il calcolo dei quantitativi dei combustibili impiegati per la produzione di energia elettrica e calore, valido ai fini del calcolo della relativa accisa. Per non interrompere la continuità applicativa tra le nuove norme e quelle previgenti, è stato prorogato il regime transitorio di 11 mesi, estendendo la sua vigenza fino al 30 novembre 2018.

Nel corso dell'esame per la conversione in legge, in prima lettura al Senato della Repubblica, del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante *Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la Pubblica amministrazione*, è stato introdotto l'articolo 11-*quater* in materia di concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. In particolare, è stato previsto che, alla scadenza delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e nei casi di decadenza o rinuncia, tutte le opere di raccolta, di regolazione e di derivazione, principali e accessorie, i canali adduttori dell'acqua, le condotte forzate e i canali di scarico passivo, in proprietà, senza compenso, alle regioni, che adotteranno una legge, non oltre il 31 marzo 2020 per definire le modalità e le procedure di assegnazione. Il comma 1-*quinqüies* dell'articolo 11 ha poi stabilito il pagamento, da parte dei concessionari, di un canone semestrale alle regioni, determinato con singole leggi regionali, sentita questa Autorità, articolato in una componente fissa, legata alla potenza nominale media di concessione, e in una componente variabile calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati. La durata delle concessioni può variare tra i 20 e i 40 anni e il termine può essere incrementato fino a un massimo di dieci anni, in relazione alla complessità della proposta progettuale presentata e all'importo dell'investimento.

L'articolo 6 del provvedimento in esame ha poi istituito il Registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti, cui sono tenuti a iscriversi gli enti e le imprese che effettuano il trattamento dei rifiuti, i produttori di rifiuti pericolosi e gli enti e le imprese che raccolgono o trasportano rifiuti pericolosi a titolo professionale o che operano in qualità di

commercianti e intermediari di rifiuti pericolosi, nonché i Consorzi istituiti per il recupero e il riciclaggio di particolari tipologie di rifiuti.

Vale citare anche la legge 30 dicembre 2018, n. 145, recante *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021, che, tra le norme di interesse, prevede, all'articolo 1, comma 346, che l'Autorità, per il triennio 2019-2021, nell'ambito della propria autonomia organizzativa, contabile e amministrativa, possa assumere a tempo indeterminato, previo superamento di un apposito esame con colloquio, il personale non dirigenziale che risulti in servizio con contratto a tempo determinato presso l'istituzione alla data di entrata in vigore della presente legge, che sia stato reclutato a tempo determinato per mezzo di selezioni pubbliche e che abbia maturato o maturi al 31 dicembre dell'anno in cui si procede all'assunzione, almeno 3 anni di servizio, anche non continuativi, negli ultimi 8 anni.*

Il comma 153 e seguenti del medesimo articolo 1 hanno disposto misure per accelerare l'attuazione del Piano nazionale di interventi nel settore idrico.

Il comma 912 ha fissato una deroga, fino al 31 dicembre 2019, per le procedure di affidamento di cui all'articolo 36, comma 2, del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50; pertanto, le stazioni appaltanti possono affidare i lavori di importo compreso tra i 40.000 euro e i 150.000 euro mediante affidamento diretto previa consultazione, ove esistenti, di tre operatori economici. Il medesimo comma prevede, altresì, la modifica delle procedure di affidamento (sempre per l'anno 2019) per i lavori di importo pari o superiore a 150.000 euro e inferiore a 350.000 euro, che potranno essere affidati mediante procedura negoziata con consultazione di almeno dieci operatori economici ove esistenti.

Ancora, il comma 953 dell'articolo 1 ha ribadito la natura giuridica di libera attività d'impresa dell'attività di produzione, di importazione, di esportazione, di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, e ha statuito che i proventi economici liberamente pattuiti dagli operatori del settore con gli enti locali, sul cui territorio insistono gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, restano acquisiti nei bilanci degli enti locali medesimi. Dalla data di entrata in vigore della disposizione in esame, invece, fatta salva la libertà negoziale delle parti, gli accordi sono rivisti alla luce del decreto del Ministro dello Sviluppo economico, 10 settembre 2010, recante *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da*

fonti rinnovabili.

Tra le altre norme si rinviene il comma 954, che ha prorogato gli incentivi a favore degli impianti biogas fino a 300 KW e il comma 1135, che ha disposto la proroga al 31 maggio 2019 della gestione commissariale per la Galleria Pavoncelli (galleria di valico che convoglia le risorse idriche dell'Acquedotto Pugliese).

Si segnala, inoltre, il decreto legge 28 gennaio 2019, n. 4, recante *Disposizioni urgenti in materia di reddito di cittadinanza e di pensioni*, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2019, n. 26, che, all'articolo 5 comma 7, ha disposto l'assegnazione delle agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica e gas naturale ("*bonus sociali*") ai soggetti aventi diritto al reddito di cittadinanza.

Si cita il decreto legislativo 10 agosto 2018, n. 101, recante *Disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016*, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati), adottato in attuazione della delega conferita al Governo dall'articolo 13 della legge 25 ottobre 2017, n. 163. Detto provvedimento ha coinvolto l'intera struttura dell'Autorità ai fini dell'adeguamento dei processi di lavoro alla nuova normativa sulla protezione dei dati personali sensibili.

Tra i provvedimenti in corso di approvazione, è utile evidenziare il disegno di legge recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2018* (AS 822 - B), che, al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, è all'esame in terza lettura del Senato.

Nel corso del dibattito parlamentare, in prima lettura, presso la Commissione politiche dell'Unione europea in Senato, è stata introdotta una norma (l'attuale articolo 21) che abroga le disposizioni relative all'estensione del periodo di incentivazione per gli impianti a biomasse, biogas, e bioliquidi (articolo 1, commi 149, 150, 151 della legge 28 dicembre 2015, n. 208).

Nel corso del secondo passaggio parlamentare alla Camera dei deputati, è stato modificato l'articolo 18 sulla responsabilità in materia di combustibile esaurito o rifiuti radioattivi. Detto articolo prevede, in particolare, che i

soggetti produttori di combustibile esaurito o di rifiuti radioattivi e i soggetti titolari di autorizzazioni per attività o impianti connessi alla gestione di combustibile esaurito o di rifiuti radioattivi sono responsabili in via principale della sicurezza della gestione di tali materie radioattive. In assenza dei suddetti soggetti, lo Stato è responsabile in via sussidiaria.

All'esame in seconda lettura del Senato, è 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 2018 (AS. 944)*, che attribuisce, all'articolo 12, la delega al Governo per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/410, che modifica la direttiva 2003/87/CE, per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e per promuovere gli investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, e la decisione (UE) 2015/1814, nonché della decisione (UE) 2015/1814, relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato nel sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra e recante modifica della direttiva 2003/87/CE. L'attuazione della delega dovrà rispettare i seguenti principi e criteri direttivi: la razionalizzazione e il rafforzamento della struttura organizzativa dell'Autorità nazionale competente; l'ottimizzazione e l'informatizzazione delle procedure rientranti nel sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (EU-ETS), allineando e integrando tali procedure con le altre disposizioni normative europee e nazionali; la revisione e la razionalizzazione del sistema sanzionatorio adottato ai sensi della normativa europea e la riassegnazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dei proventi derivanti dalle eventuali sanzioni amministrative di nuova istituzione. L'articolo 14 reca i principi e i criteri direttivi specifici per l'attuazione della direttiva 2018/850/UE, che fa parte del cd. *Pacchetto di misure sull'economia circolare* e che modifica la direttiva 1999/31/CE, relativa alle discariche di rifiuti, recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 13 gennaio 2003, n. 36. Nello specifico, è affidato al Governo il compito di riformulare il sistema dei criteri di ammissibilità in discarica dei rifiuti; è prevista l'adozione di una nuova disciplina organica in tema di utilizzazione dei fanghi, finalizzata a garantire il perseguimento degli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica; è disposto l'adeguamento al progresso tecnologico dei criteri di realizzazione e di chiusura delle discariche, favorendo

l'evoluzione verso requisiti tecnici di tipo prestazionale.

L'articolo 15 stabilisce i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della delega per il recepimento delle direttive in materia di rifiuti e di imballaggi, ossia rispettivamente della direttiva 2018/851/UE, che modifica la direttiva 2008/98/CE, e della direttiva (2018/852/UE, che modifica la direttiva 1994/62/CE.

L'articolo 21 determina i principi e i criteri specifici di delega per l'attuazione della direttiva 2018/844/UE, che modifica la normativa sulla prestazione energetica nell'edilizia e sull'efficienza energetica. La direttiva oggetto di recepimento persegue la finalità di ottenere riduzioni delle emissioni di gas serra e di contribuire al tempo stesso a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. In particolare, l'Unione europea si è impegnata a ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% rispetto al 1990 entro il 2030, nonché a conseguire un sistema energetico decarbonizzato ad alta efficienza entro il 2050. In tale contesto, il settore immobiliare svolge un ruolo di rilievo, poiché rappresenta circa 36% di tutte le emissioni CO₂ nell'Unione europea.

L'articolo 22 delega il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi per l'adeguamento della normativa nazionale al regolamento (UE) 1938/2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Tale adeguamento dovrà fare riferimento, innanzitutto, all'attuazione dei meccanismi di solidarietà previsti, incluso l'affidamento di specifici compiti ai gestori del sistema di trasporto e agli operatori del gas interessati; poi, all'individuazione di criteri direttivi in tema di compensazioni economiche tra stati membri e soggetti interessati, per le attività connesse all'attuazione dei meccanismi stessi, anche in coordinamento con questa Autorità; infine, alla competenza a intervenire per garantire le misure adeguate ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti anche nelle zone emergenti e isolate.

Di estrema rilevanza per l'Autorità è la proposta di legge recante *Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque* (AC 52), all'esame, in prima lettura, presso la Commissione attività produttive della Camera, in quanto l'articolo 8, sul governo pubblico del ciclo naturale e integrato dell'acqua, al comma 7, prevede che, dalla data di entrata in vigore della legge, le funzioni di regolazione e di controllo dei servizi idrici, attribuite a questa Autorità dall'articolo 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201,

convertito, con modificazioni, dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, siano trasferite al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Pertanto, al predetto Ministero è affidata la competenza esclusiva della funzione regolatoria del governo del ciclo naturale dell'acqua e della sua salvaguardia, ivi comprese la regolamentazione di tutti gli usi e del servizio idrico, nonché la determinazione del metodo tariffario e delle componenti delle tariffe differenziate per uso umano e per tutti gli usi produttivi, nonché le concessioni.

Le competenze relative alla programmazione delle grandi opere infrastrutturali a livello di reti idrauliche di rilievo nazionale nonché all'acqua per uso umano, comprese le bevande, e per usi produttivi ed energetici sono attribuite a un comitato presieduto da un rappresentante del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e composto da un rappresentante del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, uno del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali e uno del Ministero dell'economia e delle finanze.

Le Regioni esercitano le funzioni e i compiti ad esse spettanti nel quadro delle competenze costituzionalmente determinate e nel rispetto delle attribuzioni statali e, in particolare, provvedono a disciplinare il governo del rispettivo territorio; redigono, inoltre, il piano di tutela delle acque, strumento di pianificazione e per la tutela qualitativa e quantitativa dei sistemi idrici in ambito regionale e di bacino idrografico.

È conferita alle regioni ordinarie la facoltà di stabilire il modello gestionale del servizio idrico integrato mediante aziende speciali o, comunque, nell'ambito dei modelli previsti per gli enti di diritto pubblico.

Gli enti locali, attraverso il consiglio di bacino, svolgono le funzioni di programmazione del piano di bacino, di organizzazione del servizio idrico integrato, di scelta della forma di gestione, di modulazione delle tariffe per l'utenza sulla base del metodo definito dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché di affidamento della gestione e di controllo sulla stessa.

Le funzioni di controllo sull'attuazione delle disposizioni vigenti sono affidate a un ufficio di vigilanza sulle risorse idriche istituito presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, che si avvale di un osservatorio con funzioni di raccolta, elaborazione e restituzione di dati statistici.

Il disegno di legge appena sopra richiamato, finalizzato,

come recita l'articolo 1, a favorire la definizione di un governo pubblico e partecipativo del ciclo integrato dell'acqua, in grado di garantirne un uso sostenibile e solidale, contiene poi i principi generali (articolo 2) in materia di gestione dell'acqua, qualificando l'acqua come un bene naturale e un diritto umano universale e fondamentale. L'articolo 3 individua i principi per l'uso dell'acqua umana come bene comune e l'articolo 4 i principi relativi alla tutela e alla pianificazione.

L'articolo 5 stabilisce che il rilascio o il rinnovo di concessioni di prelievo di acque è disposto dall'Autorità di distretto e deve garantire il rispetto del principio del recupero dei costi, compresi i costi ambientali e relativi alle risorse, tenendo conto del principio "chi inquina paga", previsto dalla direttiva 2000/60/CE. Le concessioni non possono avere durata superiore a dieci anni. Con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono stabiliti i criteri generali per la determinazione, da parte delle regioni, dei canoni di concessione per l'utilizzo del demanio idrico. L'aggiornamento dei canoni ha cadenza triennale.

L'articolo 9 riconosce il servizio idrico integrato quale servizio pubblico locale di interesse generale non destinato a essere collocato sul mercato in regime di concorrenza, la cui gestione è realizzata senza finalità lucrative, mediante modelli di gestione pubblica, finanziata attraverso meccanismi di fiscalità generale e specifica e meccanismi tariffari finalizzati alla copertura dei costi e al miglioramento dell'efficienza, dell'economicità e della qualità del servizio, secondo quanto previsto più specificamente all'articolo 12. L'articolo 10 prevede che gli acquedotti, le fognature, gli impianti di depurazione e le altre infrastrutture e dotazioni patrimoniali afferenti al servizio idrico integrato costituiscono il capitale tecnico necessario e indispensabile per lo svolgimento di un pubblico servizio e sono di proprietà degli enti locali e assoggettati al regime proprio del demanio pubblico. La loro gestione e l'erogazione del servizio idrico non possono essere separate e possono essere affidate esclusivamente a enti di diritto pubblico, che non sono assoggettati né al patto di stabilità interno relativo agli enti locali né alle limitazioni di carattere contrattuale od occupazionale stabilite per i lavoratori delle amministrazioni pubbliche.

Tutte le forme di gestione del servizio affidate in concessione a terzi alla data di entrata in vigore della legge, per le quali sia stabilito un termine di scadenza successivo al 31

dicembre 2020, se non decadute per contratto, decadono alla medesima data.

Tutte le forme di gestione del servizio idrico integrato affidate a società a capitale misto pubblico e privato esistenti, se non decadute per contratto, sono trasformate in aziende speciali o in società a capitale interamente pubblico partecipate dagli enti locali il cui territorio rientri nel bacino idrografico di riferimento.

L'articolo 11 prevede l'istituzione di un Fondo per la ripubblicizzazione del servizio idrico integrato; l'articolo 13 di un Fondo per gli investimenti nel medesimo settore e l'articolo 16 di un Fondo nazionale di solidarietà internazionale.

L'articolo 14 stabilisce che, con decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sia definito, in 90 giorni dall'entrata in vigore della legge, il metodo per la determinazione della tariffa del servizio idrico integrato, secondo i principi indicati nel medesimo articolo.

Infine, l'articolo 15 reca disposizioni sul governo partecipativo del servizio idrico integrato.

In ultimo, tra i provvedimenti in corso di approvazione, si evidenzia la proposta di *legge recante Legge quadro per*

lo sviluppo delle isole minori marine, lagunari e lacustri (AC. 1285), all'esame, in seconda lettura, della Camera. In particolare, detto provvedimento, all'articolo 18, prevede che i comuni delle isole minori attuino, al fine di favorire la riduzione dello smaltimento finale dei rifiuti in modo compatibile con le esigenze di tutela ambientale, paesaggistica e sanitaria, le seguenti azioni:

- il miglioramento della raccolta differenziata, nonché il reimpiego e il riciclaggio;
- altre forme di recupero per ottenere dai rifiuti una materia prima secondaria;
- l'adozione di misure economiche e la previsione di condizioni di appalto che prescrivano l'impiego dei materiali recuperati dai rifiuti, al fine di favorire il mercato dei materiali medesimi;
- l'incentivazione del compostaggio domestico.

L'articolo 21, sul Piano di promozione per la produzione di energia da fonti rinnovabili, prevede che le regioni possano predisporre, di concerto con le soprintendenze per l'archeologia, le belle arti e il paesaggio competenti per territorio, un piano per promuovere la realizzazione di impianti di produzione e distribuzione di energia da fonti rinnovabili per le isole minori.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione ai sindaci dei Comuni di Laviano e di Valva in merito alla sicurezza degli impianti di distribuzione del gas naturale gestiti dalla società Metagas

Con la segnalazione 21 giugno 2018, 345/2018//gas, l'Autorità ha richiamato l'attenzione dei sindaci dei Comuni di Laviano e di Valva (SA), in quanto concessionari del servizio locale di distribuzione del gas naturale, sulle reiterate violazioni delle norme di sicurezza negli impianti di distribuzione di gas gestiti dalla società Metagas.

Come noto, infatti, l'attività di distribuzione di gas naturale è un'attività di servizio pubblico, che deve garantire, tra l'altro, standard di sicurezza, tra cui quelli previsti dalla legge 6

dicembre 1971, n. 1083, sull'odorizzazione del gas. Nel dettaglio, ai sensi dell'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni. Gli enti locali, che affidano il servizio in concessione, svolgono un'attività di indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo sulle attività di distribuzione, e i loro rapporti con il gestore del medesimo servizio sono regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità e approvato dal Ministro dello sviluppo economico.

Per quanto di competenza, l'Autorità ha avviato diversi procedimenti sanzionatori nei confronti della società Metagas in materia di pronto intervento gas, nonché di sicurezza, di continuità, di obblighi informativi e di accesso

al servizio di distribuzione del gas naturale¹. Inoltre, nei casi in cui è stato riscontrato un grado di odorizzazione non conforme alle regole di buona tecnica per la sicurezza, richiamate dalla citata legge n. 1083/71, l'Autorità ha, altresì, provveduto a formulare regolare denuncia di reato alle Procure della Repubblica competenti e, per conoscenza, al Ministero dello sviluppo economico, alla Guardia di Finanza, nonché a Innovhub - Stazioni sperimentali per l'industria.

In considerazione delle accertate e ripetute violazioni poste in essere in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale dalla società Metagas, l'Autorità, con la segnalazione in esame, ha quindi inteso riferire ai sindaci dei Comuni di Laviano e di Valva le situazioni di grave inadempienza riscontrate e i conseguenti rischi per la sicurezza della comunità locali, al fine di valutare l'adozione degli atti di competenza, tra cui l'eventuale azione di risoluzione del contratto di servizio.

Segnalazione a Parlamento e Governo sul rinnovo del Collegio dell'Autorità

Con la segnalazione 20 luglio 2018, 393/2018//com, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo in merito alla necessità di rinnovo dell'Organo di vertice della medesima.

In considerazione del protrarsi del regime di *prorogatio* ben oltre cinque mesi oltre la scadenza naturale del mandato (perfezionatasi l'11 febbraio 2018), che ha consentito all'Autorità la sola adozione di atti di ordinaria amministrazione e/o indifferibili ed urgenti, limitando significativamente il raggio di azione della stessa, nonché determinando una situazione di incertezza regolatoria, è stata segnalata la necessità di addivenire in tempi rapidi al perfezionamento del procedimento, anche parlamentare, della nomina dei Componenti del nuovo Collegio.

Segnalazione a Parlamento e Governo in merito ai possibili effetti dell'attuazione dell'articolo 177 del decreto legislativo n. 50/16, recante Codice dei contratti pubblici

La segnalazione 12 marzo 2019, 89/2019//com, richiama

l'attenzione del Parlamento e del Governo sui possibili effetti applicativi derivanti dall'attuazione dell'articolo 177 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, recante *Codice dei contratti pubblici*, sui concessionari operanti nei settori di competenza e, in particolare, nei settori della distribuzione elettrica e dei rifiuti.

Tale disposizione, al comma 1, ha previsto, in capo ai concessionari titolari di concessioni già in essere alla data del 19 aprile 2016 non affidate con la formula della finanza di progetto o con procedure di gara a evidenza pubblica, l'obbligo di affidare a terzi, mediante procedura a evidenza pubblica, una quota pari all'80% dei contratti di lavori, servizi e forniture riferiti alle concessioni di importo pari o superiore a 150.000 euro, potendo ricorrere per la restante percentuale a società *in house*, a società direttamente o indirettamente controllate o collegate o tramite operatori individuati mediante procedura a evidenza pubblica, anche di tipo semplificato. Il comma 3 demanda all'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) l'individuazione, con apposite linee guida, delle modalità della verifica annuale, da parte dei soggetti preposti e della stessa ANAC, del rispetto del limite di cui al comma 1. La norma chiarisce che eventuali situazioni di squilibrio rispetto al limite indicato devono essere bilanciate entro l'anno successivo (e, quindi, entro il 19 aprile 2019) e che, nel caso di reiterate situazioni di squilibrio per due anni consecutivi, il concedente applica una penale pari al 10% dell'importo dei lavori, servizi e forniture che avrebbero dovuto essere affidati con procedura a evidenza pubblica.

In ragione di quanto esposto, l'ANAC ha approvato, con la delibera 4 luglio 2018, n. 614, le Linee guida n. 111, che contengono sia indicazioni di natura interpretativa sia indicazioni operative con carattere vincolante, relative alle eventuali situazioni di squilibrio rispetto ai limiti percentuali indicati, agli obblighi di pubblicazione e all'attività di verifica delle quote degli affidamenti di cui al medesimo articolo. Nel dettaglio, nel paragrafo 2.1 delle menzionate Linee guida, l'ANAC ha precisato che, tra i contratti da computare nella base di calcolo delle percentuali individuate dall'articolo 177, rientrano quelli che riguardano tutte le prestazioni oggetto della concessione, che sono, quindi, necessari per l'esecuzione della stessa, anche se svolti direttamente dal concessionario con propri mezzi e proprio personale. Una tale previsione impone, pertanto, un'esternalizzazione a

¹ Cfr. delibera 9 marzo 2017, 125/2017/S/gas, e determina 7 novembre 2017, DSAI/64/2017/gas.

terzi mediante procedure di evidenza pubblica che di fatto svuoterebbe la concessione. Infatti, in questa prospettiva, i concessionari sarebbero sostanzialmente privati delle attività proprie del servizio in concessione, divenendo meri soggetti appaltatori, a fronte di una polverizzazione dei compiti operativi e gestionali presso soggetti terzi che, lungi dal garantire l'emergere di benefici in termini di riduzione di costo (almeno nel breve termine), farebbe sorgere preoccupazioni in relazione a possibili ricadute negative sulla efficacia nell'erogazione e qualità del servizio. Ciò comporterebbe, da un lato, rilevanti complessità in termini di completa revisione dei processi organizzativi

interni e di gestione del servizio, con conseguenti rischi per la continuità e la qualità di un servizio essenziale e critico quale la distribuzione di energia elettrica e la gestione dei rifiuti; dall'altro, un prevedibile aumento dei costi economici e sociali, con impatti negativi destinati a scaricarsi, con tutta probabilità, anche sul costo del servizio e, dunque sulle bollette di famiglie e imprese. Alla luce delle criticità che potrebbero determinarsi dall'attuazione della norma in esame, l'Autorità ha ritenuto opportuno segnalare la necessità di tempestivi interventi normativi diretti a modificare detta norma o a fornirne un'interpretazione più restrittiva, al fine di limitare i possibili esiti descritti.

Pareri al Governo

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto interministeriale recante modifica del decreto 11 gennaio 2017, in materia di certificati bianchi

L'11 aprile 2018, con il parere 265/2018/I/efr, l'Autorità si è espressa favorevolmente, ai sensi dell'articolo 6, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012, e dell'articolo 7, comma 5, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, sullo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, a condizione che:

- fosse espunta la previsione di tenere conto dei prezzi degli scambi avvenuti tramite bilaterali dai criteri per la determinazione del contributo tariffario riconosciuto, lasciando inalterata la relativa formulazione dell'articolo 11, comma 2, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017;
- fossero esplicitate le motivazioni sottostanti la scelta del valore di 260 €/TEE del corrispettivo da erogarsi al GSE per l'emissione di TEE (titoli di efficienza energetica) non derivanti da progetti;
- fosse dettagliata la quantità massima di TEE non derivanti da progetti che può essere emessa dal GSE ogni anno, modificando il disposto indicato nello schema di decreto;
- fossero chiarite le modalità di riscatto dei TEE non derivanti da progetti emessi dal GSE con TEE generati attraverso la realizzazione di progetti e, in particolare, i termini temporali entro cui è possibile effettuare tale riscatto;

- fosse tenuto conto che gli oneri sui clienti finali devono essere minimizzati, neutralizzando i potenziali benefici economici per i distributori che riscattino TEE non derivanti da progetti, per effetto della differenza tra il prezzo di riscatto e la valorizzazione dei titoli acquisiti allo scopo;
- fossero definite specifiche modalità di utilizzo degli oneri nelle disponibilità del GSE dopo l'emissione dei TEE non derivanti da progetti.

Inoltre, con il parere citato, l'Autorità ha suggerito di prevedere:

- in merito all'obbligo di comunicazione da parte del GSE di maggiori informazioni societarie sui partecipanti ai mercati dei TEE, appositi obblighi conoscitivi a carico di questi ultimi, al fine di evidenziare interrelazioni societarie tra essi, nonché un esplicito mandato di monitoraggio allo stesso GSE;
- specifiche informative, da parte del GSE, in merito alle stime di disponibilità di TEE.

Parere in merito allo schema di decreto interministeriale per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili

Il 20 novembre 2018, con il parere 591/2018/I/efr, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito allo schema di decreto interministeriale del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del

territorio e del mare, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili tramite tecnologie mature e con costi fissi prevalentemente bassi o, comunque, suscettibili di sensibili riduzioni, quali l'eolico *on-shore*, il solare fotovoltaico, l'idroelettrico (ad acqua fluente, compresi gli impianti in acquedotto e a bacino ovvero a serbatoio) e i gas residuati dei processi di depurazione.

Parere in merito alla valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2018

Il 18 dicembre 2018, con il parere 674/2018//eel, l'Autorità ha formulato al Ministero dello sviluppo economico le proprie valutazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN), relativo all'anno 2018, predisposto da Terna ai sensi dell'articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, rilasciando il nulla osta all'approvazione dello stesso a condizione che:

- per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, siano 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 externalità 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;
- l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia confermato "in valutazione", nell'attesa di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità;
- 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", alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardanti lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;

- il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria sia posto "in valutazione/allo studio", per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione *high voltage direct current* (HVDC) e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
- le 8 proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e il relativo inserimento nella RTN elencate nello schema di Piano 2018 siano stralciate, ai fini della riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello sviluppo economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo.

Il parere prevede di considerare "in valutazione" gli altri progetti avanzati da promotori diversi da Terna che hanno fornito informazioni ai fini della predisposizione dello schema di Piano 2018, e raccomanda che il Piano di sviluppo 2019 si focalizzi sul monitoraggio dello stato della rete e dei mercati e dell'avanzamento dei progetti; limiti al minimo le altre sezioni del Piano nel rispetto delle disposizioni vigenti; che fornisca analisi dei benefici solo in relazione agli *interconnector* e – ove il costo stimato sia superiore a 15 milioni di euro – ai nuovi interventi "pianificati" precedentemente in valutazione e agli interventi di sviluppo che modifichino significativamente il perimetro delle proprie opere.

Con il parere in esame è stata, altresì, segnalata l'importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura intersettoriale 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.

Parere al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri sugli interventi prioritari e i criteri di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche, legge n. 221/15, art. 58

Il 18 dicembre 2018, con il parere 690/2018/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'articolo 58, comma 2, della legge 28 dicembre 2015, n. 221, ha espresso il proprio parere favorevole, con condizioni e osservazioni, sullo schema di decreto del presidente del Consiglio dei ministri inerente agli interventi prioritari e ai criteri di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche.

L'Autorità ha, quindi, segnalato:

- in relazione alle previsioni di cui all'articolo 9, in ordine alla natura e agli organi di amministrazione del Fondo, la necessità di sostituire, al comma 2, il primo periodo con uno del seguente tenore: "Ai fini dell'esercizio delle funzioni di verifica e monitoraggio del rispetto delle disposizioni dell'articolo 58 della legge n. 221/15 che, come modificate dall'articolo 1, comma 522, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha previsto la garanzia dello Stato sugli interventi effettuati dal Fondo, nonché dei principi e dei criteri previsti nel presente decreto e nel decreto di cui al precedente articolo 6, l'Autorità istituisce anche un Comitato di valutazione del rischio presso CSEA";
- relativamente agli interventi (enucleati all'articolo 5 dello schema di decreto in analisi), per la cui realizzazione è prevista la concessione della garanzia:
 - che il comma 2, lett. b), punto 4, sembra ricomprendere una tipologia di misure e un livello di

dettaglio delle stesse più ampi di quelli che si rinvengono nella normativa primaria (in particolare in materia di Piano nazionale di cui alla legge n. 205/17, con un conseguente fabbisogno di risorse necessario ad alimentare il Fondo, in modo da potere generare criticità in ordine alla sostenibilità della specifica componente tariffaria da applicare alle utenze del servizio idrico integrato;

- che il medesimo comma 2, lett. b), punto 5, nel riferirsi a interventi (di rilevanza sovra regionale e nazionale), né inclusi nei Piani di ambito né adottati nel Piano nazionale, richiederebbe l'ampliamento delle competenze di raccordo tra il soggetto che individua l'intervento stesso da finanziare e i soggetti cui è demandata l'attività di programmazione alla base della predisposizione tariffaria del servizio idrico integrato, atteso che il gestore interessato deve comunque essere in possesso dei requisiti di idoneità per l'accesso al Fondo.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal Gestore dei mercati energetici

Con il parere 26 febbraio 2019, 68/2019/I/gas, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito alla proposta del Gestore dei mercati energetici di modificare la disciplina del mercato del gas naturale, ai sensi dell'articolo 3, commi 3.5 e 3.6 della medesima disciplina, funzionali all'implementazione delle misure previste dalla delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge n. 30/18, recante Misure urgenti per assicurare la continuità delle funzioni dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Nell'audizione del 23 aprile 2018, con la memoria 270/2018/I, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni

alla Commissione speciale per l'esame di atti del Governo della Camera, in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge n. 30/18, recante *Misure urgenti per assicurare la continuità delle funzioni dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente*.

In considerazione dell'avvenuta naturale scadenza del mandato settennale dell'Organo di vertice di questa Autorità (11 febbraio 2018) e del mancato perfezionamento

della procedura di nomina del nuovo Collegio, il menzionato provvedimento ha disposto che il Presidente e i Componenti del Collegio della medesima continuino a esercitare le loro funzioni, limitatamente agli atti di ordinaria amministrazione e a quelli indifferibili e urgenti, fino alla nomina del nuovo Collegio. Il decreto in esame ha specificato, altresì, che il termine ultimo e inderogabile per l'esercizio di tali funzioni, è individuato nel novantesimo giorno successivo all'insediamento del primo Governo formato successivamente alla data di entrata in vigore del provvedimento in conversione.

L'Autorità ha evidenziato come questa ulteriore *prorogatio* del Collegio, definita *ex lege*, abbia le stesse caratteristiche della pregressa e specifica *prorogatio* di 60 giorni, in cui la medesima ha operato dal 12 febbraio al 12 aprile 2018, in conformità con il parere del Consiglio di Stato reso il 7 dicembre 2010 (n. 5388/10) alla medesima Autorità, per analoga problematica insorta allo scadere della precedente Consiliatura. Pertanto, si è evidenziato come, sulla scorta delle indicazioni del richiamato parere, l'Autorità, con la delibera 8 febbraio 2018, 64/2018/A, abbia preventivamente adottato linee guida interne, tenendo conto dei consolidati criteri dottrinali e giurisprudenziali in materia, individuando, *ex ante* macrotipologie di atti rientranti nell'ambito dell'ordinaria amministrazione, quindi adottabili sebbene in regime di *prorogatio*; abbia poi disposto una procedura interna *ad hoc*, prevedendo un'analisi puntuale e preventiva, sotto il profilo dell'ordinaria amministrazione e dell'indifferibilità e urgenza, degli atti posti all'ordine del giorno dei consigli settimanali del Collegio, con il coinvolgimento dei propri consiglieri giuridici, e, comunque, una pregiudiziale valutazione di ammissibilità degli schemi di provvedimento sotto questi specifici profili. L'Autorità ha ricordato che di tale verifica, in ordine ai profili di ordinaria amministrazione, di indifferibilità e di urgenza, è stato dato conto nelle premesse di ogni provvedimento adottato, in modo tale che l'atto adottato, a garanzia della massima trasparenza, anche sotto questo profilo, fosse passibile di sindacato giurisdizionale. In tale ambito, sono stati ritenuti adottabili quegli atti che prevedono determinati presupposti preventivamente stabiliti dalle leggi nazionali e eurounitarie o da pregressi provvedimenti amministrativi, escludendo gli atti di nuova programmazione.

Memoria in merito all'aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche per i servizi di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale per il IV trimestre 2018

Con la memoria 3 ottobre 2018, 491/2018//com, l'Autorità ha illustrato, dinanzi alla Commissione industria, commercio e turismo del Senato e alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, le ragioni sottese all'aggiornamento delle condizioni economiche dell'energia elettrica e del gas, relative al IV trimestre 2018, per i servizi tutela.

Per il settore elettrico, la metodologia di aggiornamento adoperata dall'Autorità a partire dal 2017 prende a riferimento per la copertura dei costi della componente energia – rappresentativa proprio dei costi sostenuti da Acquirente unico per acquistare energia nel mercato all'ingrosso – la previsione della media trimestrale del Prezzo unico nazionale (PUN), che si forma sulla borsa elettrica, relativa al trimestre oggetto di aggiornamento, oltre ai costi di dispacciamento per il medesimo trimestre pubblicati da Terna. Analogamente, per tenere conto delle mutate condizioni del settore e dell'esigenza di fornire al cliente un segnale di prezzo corretto e coerente con il costo del servizio, la metodologia di aggiornamento delle condizioni di tutela per il mercato del gas naturale, riformata a partire dal 2013, si basa sulle quotazioni a termine del prezzo del gas naturale, rilevate presso l'*hub* europeo TTF nel secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento. Quindi, anche il prezzo di tutela nel settore del gas naturale è determinato sulla base di un criterio di aderenza ai costi sostenuti dagli operatori per approvvigionarsi di gas nel mercato a termine. Il riferimento al trimestre fornisce segnali di prezzo che riflettono l'andamento stagionale (per l'energia elettrica, prezzi più bassi nel II trimestre e, per il gas, più alti nel I e nel IV trimestre). Le predette modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura dei servizi di tutela rendono la regolazione in materia coerente con la legislazione europea.

Con riferimento al trimestre oggetto di aggiornamento (IV trimestre 2018), che fa seguito a un trimestre già caratterizzato da scenari fortemente rialzisti sul mercato delle *commodity* energetiche, l'Autorità ha evidenziato come le quotazioni a termine dei prodotti energetici

indichino un ulteriore aumento dei prezzi all'ingrosso rispetto ai livelli precedenti, con un conseguente forte impatto sulle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali per entrambi i settori e, in particolare, per l'energia elettrica.

Il PUN stimato per il IV trimestre 2018 è superiore di circa il 17% rispetto ai livelli considerati per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura nel III trimestre 2018 (circa 62,9 €/MWh). Anche per quanto concerne il mercato del gas, il prezzo rilevato per la stima del IV trimestre (*forward TTF* rilevato ad agosto), pari a 24,37 €/MWh, è significativamente superiore (12,9%) sia a quello utilizzato per l'aggiornamento del III trimestre sia alle precedenti aspettative di mercato. Tali andamenti se, da un lato, appaiono riconducibili alla normale stagionalità dei prezzi all'ingrosso e ad altre condizioni contingenti, sono, dall'altro, per la loro entità e durata nel tempo, riconducibili a specifiche dinamiche e politiche del settore energetico, che stanno determinando a livello internazionale forti tensioni sui prezzi delle *commodity*, con un impatto anche sui prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'energia negli altri paesi europei. In uno scenario di ripresa economica globale si inserisce, infatti, il significativo aumento dei prezzi delle *commodity* energetiche guidato, in particolare, dalla domanda di carbone e GNL (gas naturale liquefatto) nell'Asia nordorientale. Si tratta di due combustibili i cui prezzi risultano correlati, pur in misura diversa, all'andamento del prezzo del petrolio che, a sua volta, incorpora le tensioni legate all'offerta del proprio mercato. Inoltre, la crescita del prezzo del GNL asiatico, con una conseguente riduzione dell'offerta residuale di gas per l'Europa, ha contribuito a spingere verso l'alto le quotazioni del gas europeo (+ 22% in euro rispetto al II trimestre 2018).

A ciò – ha sottolineato l'Autorità – occorre aggiungere i rischi legati alla riduzione dell'offerta interna europea di gas naturale, per effetto, *in primis*, della contrazione della producibilità del campo olandese di Groningen e dell'allungamento dei tempi di manutenzione del gasdotto TENP (*Trans Europa Naturgas Pipeline*) che, collegando i Paesi Bassi fino alla Svizzera, trasporta il gas dei giacimenti olandesi alla Germania, alla Svizzera e all'Italia, grazie alla connessione con Transitgas.

Oltre alle quotazioni internazionali, rileva, tra i fattori che negli ultimi mesi hanno assunto un importante ruolo di guida dei prezzi dell'energia elettrica e del gas in Italia e in Europa, la crescita significativa del prezzo dei permessi di

emissioni di CO₂, ossia del titolo che i produttori di energia elettrica devono acquistare per compensare la loro CO₂ immessa nell'atmosfera. Le quotazioni della CO₂ si sono portate nel mese di settembre a livelli record (picco di oltre di 25€/t), che non conoscevano da dieci anni. Le ragioni di tale crescita, +29% negli ultimi tre mesi rispetto al trimestre precedente, sono correlate principalmente all'approvazione della direttiva 2018/410/UE, che, definendo le regole del meccanismo EU-ETS (*European emission trading system*) nel periodo 2021-2030 e regolando il funzionamento della *market stability reserve*, ha avviato un percorso di riequilibrio del mercato dopo anni di eccesso di offerta. Il prezzo della CO₂ si sta, pertanto, avvicinando al costo di *switching* tra carbone e gas naturale nella generazione termoelettrica, essendo questo il *benchmark* del costo di abbattimento delle emissioni nel breve termine. I recenti aumenti del prezzo del gas naturale hanno, tuttavia, spinto al rialzo tale costo di sostituzione e favorito così l'aumento del prezzo della CO₂. Sulla dinamica del PUN, oltre ai fattori sopra descritti, hanno influito anche il calo della produzione idroelettrica e le temperature superiori alla media stagionale nel mese di settembre, nonché la riduzione dell'import del sistema italiano.

La coincidenza dei fattori sopra richiamati ha portato, nel recente aggiornamento di fine settembre 2018, per quanto concerne il settore elettrico, a un aumento del prezzo per l'utente tipo del 7,6%, per effetto della forte crescita dei costi di acquisto della materia prima (+7,3%), oltre che a un lieve adeguamento dei costi di dispacciamento (+0,3%), e, per il settore del gas naturale, a una crescita del 6,1%. Tali variazioni sono imputabili solo alla quota energia della bolletta (e, in particolare, alla parte riferita al prezzo di approvvigionamento), mentre sono rimaste invariate la quota relativa ai servizi di rete, aggiornata su base annuale (a fine anno), e la quota relativa agli oneri generali di sistema.

Al fine di mitigare gli impatti di entità straordinaria della congiuntura in merito ai prezzi delle *commodity*, per l'aggiornamento del III trimestre 2018, l'Autorità aveva già adottato una prima manovra straordinaria, relativa alle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema, tenendo conto delle disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e delle migliori previsioni di fabbisogno economico per la copertura degli oneri generali al momento disponibili. L'impatto finanziario di detto intervento, in termini di riduzione delle disponibilità liquide presso la CSEA e il

GSE, comincia a evidenziarsi in questi mesi, in ragione dell'ordinario sfasamento temporale tra la competenza delle aliquote tariffarie e le tempistiche di versamento degli oneri a CSEA e GSE da parte delle imprese distributrici.

La manovra straordinaria di fine giugno 2018 avrebbe dovuto comportare una serie di adeguamenti al rialzo degli oneri generali nei successivi trimestri (a partire dall'ultimo trimestre 2018), finalizzati al recupero del mancato gettito, tenuto conto anche delle proiezioni dell'andamento della liquidità presso CSEA nel medio termine. Tuttavia, la previsione di fabbisogno economico/finanziario 2018 e 2019, aggiornata nel mese di settembre da GSE (in particolare, per la componente (A_{so5}) e CSEA, con il coordinamento dell'Autorità, ha evidenziato un miglioramento di tale fabbisogno e, nello specifico una riduzione degli oneri previsti per il 2018 e 2019, soprattutto in relazione agli oneri per l'incentivazione alle fonti rinnovabili. Si è, quindi, aperto un nuovo spazio di manovra per l'Autorità su questo fronte, utilizzabile per il contenimento delle bollette nel breve termine. Pertanto, nell'aggiornamento del IV trimestre 2018, anziché avviare il previsto percorso di recupero, per riallineare il gettito (ridotto dall'1 luglio) a quello necessario per soddisfare il fabbisogno nel medio termine, l'Autorità, a fronte del perdurare dei forti aumenti dei prezzi delle *commodity* energetiche sul costo finale dell'energia elettrica per gli utenti finali del mercato tutelato e del mercato libero, ha deciso di mantenere invariati gli oneri generali, al livello applicato a partire dallo scorso 1 luglio, rimandando l'avvio del percorso di adeguamento al rialzo degli oneri prospettato, e di confermare tutti i valori delle ulteriori componenti dei settori elettrico e gas.

In merito al fabbisogno degli oneri, l'Autorità ha segnalato che proseguirà il proprio monitoraggio e che il percorso di recupero del mancato gettito sarà, comunque, avviato a partire dal trimestre successivo su un arco di tempo stimato dell'ordine di quattro trimestri, ma che potrebbe essere modulato sulla base dell'andamento del prezzo dell'energia, con la possibilità di utilizzare eventuali congiunture positive nel corso del 2019 per accorciarne la durata, senza al contempo gravare in maniera eccessiva sull'andamento della spesa per il servizio elettrico di famiglie e imprese.

Memoria in merito alle attività dell'Autorità nei settori di competenza

Con la memoria 18 ottobre 2018, 521/2018/I/com, l'Autorità ha illustrato dinanzi alle Commissioni riunite attività produttive, commercio e turismo e ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, e industria, commercio e turismo e territorio, ambiente e beni ambientali del Senato, le attività e gli orientamenti che guideranno l'operato della nuova Consiliatura dell'Autorità nei prossimi anni.

Tra i principali obiettivi che l'Autorità intende perseguire, sono stati illustrati quelli inerenti la tutela degli interessi di utenti e consumatori, la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di competenza al fine di garantire adeguati livelli di qualità e l'equilibrio fra gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio e quelli generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Memoria in merito alla risoluzione sulle iniziative urgenti in materia di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico

Con la memoria 20 novembre 2018, 588/2018/I/eel, l'Autorità ha formulato le proprie considerazioni, dinanzi alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera, in merito alla risoluzione n. 7-00020 sulle iniziative urgenti in materia di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico.

L'Autorità ha segnalato, ancora una volta, la necessità di una riforma dell'intero assetto degli oneri generali di sistema, unitamente all'individuazione di modalità di gestione della situazione pregressa, ai fini del contenimento dei medesimi, della limitazione delle situazioni di morosità dei clienti finali e dei venditori, della riduzione dell'aggravio operativo/gestionale dell'intero sistema di esazione.

L'Autorità ha posto in luce come la soluzione naturale per il superamento delle criticità connesse alla riscossione degli oneri sia rappresentata dal trasferimento dei medesimi alla fiscalità generale, provvedendo al relativo finanziamento tramite l'istituzione di un apposito Fondo da gestire secondo le regole di finanza pubblica, e pertanto, escludendo tali importi dalle bollette. Consapevole che il suddetto trasferimento complessivo, vista l'entità del

gettito, avrebbe un impatto rilevante sugli indicatori di finanza pubblica, l'Autorità ha chiesto al Parlamento un intervento, fin da subito, per il trasferimento alla fiscalità generale almeno di alcune voci degli oneri generali di sistema, ossia quelli non direttamente connessi a obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o a obiettivi di contrasto alla povertà energetica.

In attesa del completo trasferimento degli oneri alla fiscalità generale, l'Autorità ha proposto una riforma della riscossione dei medesimi basata su previsioni *ex-ante* dell'incassato, volta a incentivare tutti gli operatori alla gestione efficiente del credito, nonché a definire, per la morosità non coperta, due specifici meccanismi, di cui uno tra clienti finali e uno tra venditori (modello di sistema). L'attuazione del modello di sistema, poiché responsabilizza tutti i soggetti della filiera alla massima efficienza e continua a garantire la raccolta del gettito per gli oneri generali, appare a questa Autorità come la soluzione transitoria più appropriata per superare le criticità attuali, in attesa del trasferimento alla fiscalità. La sua realizzazione, peraltro, non risulta né onerosa rispetto alla situazione corrente né particolarmente complessa, garantendo al contempo il conseguimento degli obiettivi prefissati.

Infine, l'Autorità ha formulato alcune osservazioni riguardo al "modello canone RAI", che si basa sull'implementazione di modalità già attuate per la riscossione del canone di abbonamento alla televisione per uso privato tramite bollette (previste dalla legge di stabilità per l'anno 2016). Tale modello risulta coerente con le sentenze giurisprudenziali sinora emesse, prevedendo che le componenti a copertura degli oneri generali si configurino come componenti autonome da riscuotere presso il cliente ad opera del venditore; tuttavia, risulta di non semplice attuazione. Infatti, il modello canone RAI comporterebbe una revisione delle attuali modalità di raccolta degli oneri e potrebbe determinare un aumento annuo rilevante delle aliquote degli oneri generali di sistema, anche qualora lo stesso modello non prevedesse meccanismi, anche incentivanti e di controllo del comportamento dei venditori, atti a sanare gli eventuali mancati incassi da parte dei clienti finali.

Memoria in merito alle proposte di legge recanti Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque (AC 52) e Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque (AC 773)

Con la memoria 8 gennaio 2019, 1/2019/1/idr, l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo ai lavori della Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, in merito all'esame dei disegni di legge recanti *Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque* (Atto della Camera 52/2018, in breve AC 52/18) e *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque* (AC 773/18).

L'Autorità ha evidenziato come entrambe le proposte siano volte a definire un quadro organico relativo al servizio idrico per garantire un uso sostenibile e solidale dell'acqua, nell'ambito delle politiche complessive di tutela e di gestione del territorio; tuttavia, ha fatto presente come la comune finalità sia perseguita con modalità differenti, in quanto se l'AC 773/18 si mantiene entro un percorso di rinnovo e di riqualificazione del settore segnato dalla normativa vigente, l'AC 52/18, invece, opera scelte che spesso invertono la direzione finora seguita in materia, con l'intenzione di avviare riforme che rivedono nuovamente l'assetto e la *governance* dell'intero comparto.

L'Autorità ha condiviso il riconoscimento esplicito del diritto all'acqua potabile di qualità, nonché alla fruizione dei servizi igienico-sanitari, quale diritto umano essenziale; ma ha rilevato come sia fondamentale, per garantire tale diritto, la realizzazione di interventi infrastrutturali significativi, che assicurino un'effettiva e reale tutela dei consumatori in tutte le aree del Paese. Al riguardo, l'Autorità ha sottolineato l'esigenza di un rafforzamento delle tutele a favore dell'utenza finale, in particolare delle utenze in documentato stato di disagio economico, rammentando che il cd. *bonus idrico* consente una protezione sociale limitata alla fascia di consumo agevolata (50 litri al giorno per persona) e alle utenze in documentato stato di disagio economico ed è finanziato tramite apposita componente tariffaria. Trattandosi di una finalità di carattere solidaristico, l'Autorità valuta positivamente la possibilità di garantirne la relativa copertura attraverso la finanza pubblica, purché alimentata attraverso una stabile dotazione di risorse tale da garantire le necessarie certezze per la tutela dei

beneficiari. Sempre nell'ambito delle tutele offerte al consumatore finale, nell'ottica di fornire strumenti che consentano una partecipazione attiva dei cittadini – coerentemente con quanto previsto dai due atti in analisi – l'Autorità ha riferito di avere avviato l'introduzione di misure per rafforzare la responsabilizzazione, sia attraverso una più efficace *accountability* settoriale, sia attraverso l'esplicitazione di fattori reputazionali dei diversi soggetti della filiera.

Con riferimento al disegno complessivo della *governance* del settore e alla natura pubblica o privata che devono assumere gli operatori, le due proposte di legge adottano indirizzi differenti. Con riferimento alla natura degli operatori, l'Autorità ha ricordato che, in ossequio al diritto eurounitario, la regolazione indipendente è stabilmente neutrale rispetto alla proprietà dei medesimi.

L'Autorità ha illustrato poi alcuni elementi informativi sulle principali criticità riscontrate nell'attuale assetto. In particolare, ha posto in risalto un fenomeno che potrebbe esser chiamato *water service divide*: a fronte di una 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 enti di governo dell'ambito 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 inefficienze e non si ravvisano segnali di superamento delle criticità.

L'attuale modello di *governance* multilivello ha generato la possibilità, per molti, di acquisire nuove competenze e professionalità, facendo emergere capacità gestionali e industriali, con innovazioni nel campo dell'economia circolare e con operatori addirittura attivi nel settore aerospaziale. Simmetricamente, si sono palesate situazioni in cui l'inerzia decisionale e la carenza gestionale, oltre a originare inadempimenti regolatori, hanno generato condizioni di stallo, con un ciclo idrico ancora incompleto, nelle fasi a monte (difficoltà di approvvigionamento ovvero turnazioni) e a valle (prevalentemente per mancanza di tratti di rete fognaria o di impianti di depurazione) e con tassi di morosità che raggiungono il 50%. I mancati pagamenti che in alcune aree del Paese raggiungono livelli importanti devono trovare una regolazione che consenta di non far ricadere sulla generalità degli utenti l'onere complessivo.

L'Autorità ha auspicato, quindi, che il legislatore tuteli le classi veramente deboli.

L'Autorità ha fatto presente l'esistenza di situazioni in cui gli assetti istituzionali locali appaiono ancora lontani dall'aver raggiunto il necessario grado di affidabilità, nonché l'esigenza di avviare specifiche attività di *institutional building*, ravvisando quale priorità, non tanto quella di poter attingere a fondi pubblici (la cui effettiva disponibilità si è spesso rivelata difficile da conciliare con i tempi della progettazione e della realizzazione), quanto l'esigenza di strutturare modelli di governo affidabili, efficaci e credibili. Al riguardo, l'Autorità ha posto in risalto come l'effettivo superamento delle criticità storicamente persistenti in alcune aree del Paese dovrebbe essere perseguito attraverso forme di intervento pubblico rafforzato, che vadano oltre le tradizionali soluzioni commissariali. Alla luce delle criticità che ancora affliggono il settore, l'Autorità ha rilevato il permanere della necessità di una *governance* stabile e indipendente, che eviti gli elementi di sovrapposizione tra i diversi elementi istituzionali, e di un sistema di regole certe, affinché tutti gli attori del settore possano compiere le proprie scelte, perseguendo l'obiettivo dell'efficienza a beneficio del consumatore. Pertanto, l'Autorità ha auspicato che le funzioni di regolazione rimangano neutrali e indipendenti rispetto agli interessi confliggenti che caratterizzano il settore, per portare gradualmente a denominatore comune realtà geografiche estremamente difformi.

Memoria in merito al sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (Atto n. 59)

Con la memoria 12 marzo 2019, 94/2019/II/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Industria, commercio e turismo del Senato, alcuni elementi per contribuire al dibattito parlamentare in merito all'*Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica* (Atto n. 59)", precisando, innanzitutto, il concetto di autoconsumo, che identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente sia per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente

finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione.

L'Autorità ha poi precisato che lo sviluppo dell'autoconsumo non comporta in alcun modo una riduzione degli oneri generali di sistema. La mancata applicazione all'energia elettrica autoconsumata delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali determina l'insorgere di un incentivo implicito – pari al costo evitato delle medesime componenti tariffarie – e attribuisce all'autoconsumo un valore maggiore rispetto a quello reale.

L'Autorità ha anche ricordato che, in occasione della conversione del *Decreto milleproroghe 2016*, aveva ritenuto ragionevole che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema continuassero a trovare applicazione solo per l'energia elettrica prelevata da una rete, tenendo conto delle difficoltà sistemiche, applicative, amministrative e, soprattutto, di controllo qualora tali componenti si applicassero anche all'energia elettrica prodotta e consumata in sito; al tempo stesso, ha suggerito di estendere l'applicazione delle richiamate componenti tariffarie anche all'energia elettrica prelevata dalle altre reti con obbligo di connessione dei soggetti aventi titolo (i sistemi di distribuzione chiusi, SDS), anziché solo all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche, al fine di garantire un trattamento tariffario non discriminatorio tra clienti finali del tutto confrontabili ma connessi a reti elettriche di natura diversa.

Al riguardo, l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di evitare il cumulo di incentivi, prevedendo che gli incentivi espliciti (preferibili) non si sommino a quelli impliciti, ove presenti.

L'Autorità ha, altresì, rilevato come la normativa vigente in Italia sia già molto evoluta in materia di autoconsumo, anche se lo sviluppo normativo ha seguito un percorso non lineare, con stratificazioni e complessità. Pertanto, l'Autorità ha evidenziato la necessità che siano attuate varie semplificazioni. Infatti, nel contesto nazionale, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione sono assegnate in concessione, la normativa nazionale ha definito una pluralità di casi in cui è possibile realizzare configurazioni private, nell'ambito delle quali si verifica l'autoconsumo; le definizioni che ne sono derivate sono molteplici, quindi, è concreto il bisogno di semplificare radicalmente l'attuale insieme frammentario di configurazioni private ammissibili, precisando, nel modo più lineare e trasparente possibile, quali possono essere realizzate.

Per quanto riguarda la normativa europea, l'Autorità ha rimarcato la necessità che sia precisato, in sede di recepimento nell'ordinamento nazionale, che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi in un unico sito dai confini definiti, escludendo gli altri siti e che non ci si limiti all'autoconsumatore di energia rinnovabile ma che sia identificato l'autoconsumatore che consuma energia elettrica prodotta nel medesimo sito anche da un produttore terzo, di cui l'autoconsumatore di energia rinnovabile rappresenta una fattispecie particolare.

L'Autorità ha, infine, riferito di ritenere preferibile che non siano definite nuove fattispecie in cui è possibile realizzare *ex novo* reti private per la fornitura di utenze residenziali, invece di utilizzare in maniera efficiente le reti pubbliche esistenti (per esempio, nei contesti residenziali è economicamente non vantaggioso realizzare reti diverse e ulteriori rispetto a quelle pubbliche).

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2018 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Tale collaborazione è già da tempo formalizzata dal Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità per gli 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, e contempla iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati.

Per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione tra le due Autorità è stata rafforzata dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato nell'ottobre 2014. Quest'ultimo prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette, 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 sovrintende e monitora costantemente l'attuazione dello stesso Protocollo integrativo.

L'intervento cooperativo e complementare delle due Istituzioni si realizza 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 del Codice del consumo.

Nel periodo considerato l'Autorità ha rilasciato tre pareri all'AGCM: uno in materia di comparatori privati di offerte di energia elettrica e gas; uno in materia di attivazioni non richieste, di opposizione di ostacoli all'esercizio dei diritti contrattuali da parte dei consumatori e di violazioni dei diritti dei consumatori in caso di contratti negoziati a distanza (nell'ambito di un procedimento che ha coinvolto più operatori); uno relativo alla promozione di offerte commerciali in modo omissivo e ingannevole e all'applicazione di modalità di fatturazione con profili di aggressività.

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Anche nel 2018 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom), svolta nell'ambito del Protocollo generale d'intesa approvato dalle due Autorità nel dicembre 2015 per promuovere sinergie e complementarietà in materia gestionale e tecnico-scientifica.

In particolare, viene in rilievo nel periodo di riferimento il contributo di Agcom nel procedimento avviato con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel, che si è sostanziato nella pubblicazione di un documento redatto dal Gruppo di lavoro nominato allo scopo con determina del Segretario generale di Agcom, in appendice al documento di consultazione 245/2018/R/eel. Tale documento affronta, a seguito dell'istruttoria congiunta relativa alla valutazione di soluzioni tecnologiche standardizzate per le funzionalità incrementali degli *smart meter* di energia elettrica (versione 2.1), la tematica della maturità tecnologica del protocollo NB-IoT (*narrow band internet of things*) e delle soluzioni

basate sulla tecnologia e-SIM.

Autorità nazionale anticorruzione

Nel 2018 si è consolidato il rapporto tra questa Autorità e l'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC), svolto nell'ambito del Protocollo d'intesa stipulato tra le due Autorità nel novembre 2016 e avente a oggetto la collaborazione per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di appalti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione delle misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio di imprese operanti nei settori medesimi.

Altre Autorità indipendenti e istituzioni

Nel 2018 è proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'Agcom, il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità per la regolazione dei trasporti, al fine di dare compiuta attuazione a quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114, in materia di gestione di servizi strumentali in ordine alla quale è tuttora operante una specifica convenzione stipulata tra le suddette quattro Autorità.

Nel corso del 2018 l'Autorità, nell'ambito delle attività avviate per dare attuazione al Regolamento europeo sulla Protezione dei dati, (UE) 679/2016, ha inoltre promosso la costituzione di un *network* con le analoghe realtà amministrative indipendenti del nostro Paese. L'iniziativa, fortemente auspicata dal Garante italiano e dal Comitato europeo per la protezione dei dati, costituisce un importante momento di condivisione delle esperienze sui principali aspetti critici connessi all'attuazione della normativa europea, consentendo sinergie, scambi di informazioni e di *best practice* con significative ricadute in termini di efficacia ed efficienza dell'azione amministrativa di ciascuna Istituzione. Il *network*, oggi costituito dai Responsabili della protezione dei dati (RPD) di dieci Autorità indipendenti e Commissioni di garanzia² e coordinato dal RPD dell'Autorità, ha portato anche alla formazione di una visione condivisa delle modalità nelle quali è possibile articolare, anche in

termini di organizzativi, gli adempimenti spettanti ai Titolari del trattamento (ogni singola Autorità) nel rispetto delle peculiarità e delle funzioni di ciascuna Istituzione. In tale ambito sono stati organizzati due incontri aventi anche carattere formativo circa l'utilizzo di un software dedicato e la realizzazione del Registro dei trattamenti; a tali incontri hanno partecipato anche i responsabili degli uffici tecnici di ciascuna Istituzione.

L'Autorità ha proseguito la collaborazione con l'Istat, al fine di condividere i dati raccolti dall'Autorità medesima presso le imprese di distribuzione a livello comunale su un campione statistico comprendente 242 comuni italiani. Tale condivisione persegue la finalità di contenere l'onere amministrativo sulle imprese regolate, evitando duplicazioni di richieste di dati tecnici da parte di diverse istituzioni.

Inoltre l'Autorità, nel periodo in riferimento, ha fornito a Istat dati e informazioni specifiche relative ai settori da essa regolati.

È parimenti proseguita anche nel periodo in riferimento la collaborazione di questa Autorità, attraverso la fornitura di dati e informazioni, con diverse altre Istituzioni internazionali, nazionali e locali (AIE, Ministeri, Comuni, ARPA ecc.) che ne hanno fatto richiesta per la redazione di piani ambientali o per altre attività istituzionali, utilizzando le informazioni provenienti dalle rilevazioni che l'Autorità effettua ai fini di regolazione e controllo, in una logica generale di riduzione di oneri e di carico statistico gravante sui soggetti regolati.

Sono altresì proseguite le attività di collaborazione con ANCI, con l'approvazione, per mezzo della delibera 5 aprile 2018, 198/2018/A, dell'atto integrativo alla convenzione fra le due istituzioni per le attività di sviluppo del Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGATE) funzionali alla prima operatività del bonus idrico.

Inoltre l'Autorità coadiuva l'Agenzia delle Dogane, con la quale è attivo un Tavolo permanente di confronto nel settore dell'accisa sull'energia elettrica e sul gas naturale.

È proseguita anche nel 2018 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato italiano gas (CIG), con il quale è stato rinnovato il Protocollo d'intesa per mezzo della delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/A, con riferimento in particolare all'assicurazione a copertura di eventuali danni conseguenti a incidenti per l'uso del gas per i clienti finali, alla statistica

sugli incidenti da gas in Italia, agli *smart meter* del gas e alle tematiche connesse alle specifiche del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas.

Nell'ambito della collaborazione con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), si rileva in particolare l'avvio, nel corso dei primi mesi del 2019, delle attività tecniche del CEI, su mandato dell'Autorità, di manutenzione evolutiva del protocollo di comunicazione aperto tra *smart meter* di seconda generazione e dispositivi di utenza sia su linea elettrica (specifiche tecniche CEI TS 13-82/83/84) sia su frequenze radio a 169 MHz (specifiche tecniche CEI TS 13-85).

Si rileva altresì il completamento, nei primi mesi del 2019, delle attività tecniche svolte dal CEI, su mandato dell'Autorità, per l'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 (relative rispettivamente alle connessioni in media e bassa tensione) affinché siano coerenti con i regolamenti europei RfG (*Requirements for Generators*) e DCC (*Demand Connection Code*). Infine, nei primi mesi del 2019, sempre su mandato dell'Autorità, è stata avviata presso il CEI una nuova attività, inserita nel procedimento di cui alla delibera 628/2018/R/eel, finalizzata a individuare le soluzioni tecnologiche più opportune per l'acquisizione, la raccolta e il trasferimento dei dati necessari, con particolare riferimento ai dispositivi attinenti al funzionamento in tempo reale degli impianti di produzione di energia elettrica rientranti nell'ambito dei significant grid user (come essi verranno identificati da Terna nell'ambito delle azioni di sua competenza ai fini dell'implementazione del regolamento europeo SO – *System Operations Guidelines*).

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. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 e ha visto nel tempo il 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.

2 Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, Autorità di regolazione dei trasporti, Autorità garante della concorrenza e del mercato, Garante per la protezione dei dati personali, Commissione nazionale per le società e la borsa, Autorità nazionale anticorruzione, Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, Commissione di vigilanza sui fondi pensione, Commissione di garanzia servizi pubblici essenziali, Autorità garante per l'infanzia e l'adolescenza.

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 in un numero crescente di attività di controllo documentale avviate nell'ambito dei costi riconosciuti in tariffa e della tutela degli interessi dei consumatori. Date 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 con la Guardia di Finanza nel 2018 si rimanda al Capitolo 10 di questo stesso Volume.

Cassa per i servizi energetici e ambientali

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), inizialmente ente di diritto pubblico non economico e di

recente trasformato, con l'art. 1, comma 670, della legge di stabilità 2016, in ente pubblico economico. Nel periodo in riferimento l'Autorità si è avvalsa delle attività di CSEA per una serie di compiti rilevanti quali, in particolare, la riscossione presso gli operatori di settore dei corrispettivi tariffari accessori ai servizi erogati e presenti nelle bollette dei clienti finali (oneri generali di sistema e ulteriori componenti tariffarie), la gestione finanziaria di detti oneri in appositi conti e le conseguenti erogazioni previste in favore di rilevanti obiettivi di interesse pubblico (tutela dei consumatori in condizione di disagio economico, promozione della ricerca nel sistema elettrico, incentivazione allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica), le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Anche per il 2018 l'Autorità ha promosso iniziative in materia di *accountability*, trasparenza e anticorruzione tenendo conto delle strette interrelazioni esistenti tra i relativi ambiti di intervento.

In particolare, seguendo le disposizioni del decreto legislativo 25 maggio 2016, n. 97, recante *Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190, e del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ai sensi dell'articolo 7 della legge 7 agosto 2015, n. 124, in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*, nonché quanto previsto dal *Quadro strategico adottato dall'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, sono state promosse iniziative per una sempre maggiore trasparenza delle attività svolte, ritenuta indispensabile sia come *modus operandi* per un regolatore indipendente, per favorire la conoscenza delle scelte effettuate e delle motivazioni sottostanti, sia come

strumento di prevenzione dei fenomeni corruttivi.

Accountability

Nel corso del 2018, l'Autorità ha fornito rendicontazioni sul suo operato, sia nelle forme sia nelle modalità tradizionali, quali la *Relazione Annuale* e nelle altre forme previste per legge, sia con la pubblicazione, su base annuale, di un documento di Rendicontazione sulle attività svolte ai sensi del Quadro Strategico, attraverso gli strumenti dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (di seguito: Osservatorio), istituito con delibera 15 marzo 2015, 83/2015/A, nonché con il processo di consultazione pubblica di cui alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A. Occorre tuttavia rilevare il mancato svolgimento per l'anno 2018 delle audizioni periodiche e speciali di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A,

dovuto al contestuale avvicendamento tra Consiliature e al lungo periodo del regime di *prorogatio* del Collegio uscente.

Tra gli strumenti di *accountability*, l'Osservatorio è quello che, indubbiamente, assicura con maggiore efficacia e continuità le relazioni e il confronto tra le diverse categorie di *stakeholder*, nonché tra esse e l'Autorità, facilitando altresì l'acquisizione di dati e informazioni utili alla Valutazione di impatto della regolazione (VIR). A questo si aggiunga la funzione propulsiva che l'Osservatorio, pur nel rispetto dell'autonomia del Regolatore, può svolgere, mediante la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti di consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità. Le attività dell'Osservatorio trovano puntuale rendicontazione di dettaglio sulla pagina web del sito dell'Autorità ad esso dedicata.

Come già sopra accennato, nel sistema di *accountability* dell'Autorità, continua a esercitare 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. Nel sito internet dell'Autorità sono rese disponibili, per ciascun procedimento avviato, le osservazioni pervenute con riferimento ai singoli documenti di consultazione. In un'apposita pagina del medesimo sito internet sono riportati sia i link ai provvedimenti sottoposti ad AIR, sia agli altri strumenti di *accountability* adottati dall'Autorità, tra i quali la rendicontazione sulle attività svolte ai sensi del Quadro Strategico e gli esiti delle riunioni del Collegio.

Trasparenza

Gli obiettivi di trasparenza, posti in capo all'Autorità ai sensi del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, che ha abrogato il Programma triennale per la trasparenza e l'integrità (PTTI) quale strumento di programmazione autonoma, sono individuati nell'ambito del *Piano triennale per la prevenzione della corruzione* (PTPC).

Già con il PTPC 2018-2020, e da ultimo con il Piano 2019-2021, alla trasparenza è stata dedicata un'apposita sezione del Piano medesimo, nella quale è evidenziata

l'organizzazione dei flussi informativi interni necessari per garantire l'adempimento degli obblighi di pubblicazione.

Nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019 è inoltre proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito web istituzionale: l'attività di pubblicazione, peraltro già molto significativa nell'esperienza pregressa dell'Autorità, è andata sistematizzandosi, anche per effetto del costante monitoraggio e controllo. All'assolvimento degli obblighi hanno concorso, come già in passato, tutti gli Uffici dell'Autorità e, in particolare, quelli che per compiti istituzionali sono chiamati a funzioni di raccordo e coordinamento e/o che detengono la gran parte dei dati e delle informazioni oggetto dell'obbligo di diffusione e ostensione.

Da ultimo, si segnala che, nel 2018, è pervenuta n. 1 istanza di accesso civico. Sono altresì pervenute agli Uffici dell'Autorità n. 5 istanze di accesso generalizzato: in quattro casi su cinque, le strutture competenti hanno soddisfatto le istanze nei termini di legge. Nel quinto caso, l'istante ha prodotto, ai sensi dell'art. 5, comma 7, del decreto legislativo n. 33/13 e successive modifiche e integrazioni, richiesta di riesame avverso il differimento e parziale diniego opposto dall'ufficio competente e il Responsabile per la prevenzione della corruzione (RPCT) ha disposto l'accoglimento della richiesta di accesso.

Anticorruzione

Nel corso della 1052 a riunione dell'Autorità, il Collegio ha approvato la delibera 12 febbraio 2019, 43/2019/A, recante il *Piano triennale per la prevenzione della corruzione 2019-2021*, redatto secondo le più recenti novità normative, le indicazioni fornite dall'ANAC con gli indirizzi contenuti nell'Aggiornamento 2018 al Piano nazionale anticorruzione³, nonché tenuto conto delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno, ivi inclusi il riassetto organizzativo che ha interessato l'Autorità nel corso del 2018, la nomina del nuovo Collegio avvenuta con DPR 9 Agosto 2018 e le successive nomine dei nuovi vertici apicali dell'Autorità intervenute nel corso della seconda parte del 2018.

3 Decreto legislativo n. 97/2016 e direttive ANAC di cui alla delibera 1074 del 21 novembre 2018 recante l'Approvazione definitiva dell'Aggiornamento 2018 al Piano Nazionale Anticorruzione.

L'approvazione del nuovo Piano Triennale per la Prevenzione della Corruzione 2019-2021, ha fatto seguito alla usuale procedura di consultazione pubblica avviata nel dicembre 2018.

Da segnalare che, nel corso del 2018, l'Autorità si è dotata di una specifica procedura interna per la segnalazione di condotte illecite (*whistleblowing*) dando così applicazione alla misura M14 prevista nel precedente Piano triennale di prevenzione della corruzione 2018-2020.

L'attivazione della misura M14 ha richiesto la creazione di un'applicazione informatica *ad hoc*, rispondente alla legge 30 novembre 2017, n. 179, recante *Disposizioni per la tutela degli autori di segnalazioni di reati o irregolarità di cui siano venuti a conoscenza nell'ambito di un rapporto di lavoro pubblico o privato* e, altresì, alle indicazioni fornite

dall'ANAC con la determina n. 6 del 28 aprile 2015.

L'applicazione consente ai dipendenti e ai collaboratori dell'Autorità di segnalare all'RPCT, qualora lo ritengano, eventuali condotte illecite delle quali sono venuti a conoscenza. Le segnalazioni devono riguardare situazioni di illecito intese quali abusi delle funzioni di servizio, anche non penalmente rilevanti, posti in essere, o anche solo tentati, da parte di dipendenti e collaboratori dell'Autorità, per il perseguimento di interessi privati, con danno, anche soltanto d'immagine, per l'Autorità medesima.

Nel gennaio 2019, il Responsabile per la prevenzione della corruzione e per la trasparenza ha compilato e pubblicato la Relazione annuale proposta dall'ANAC per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione della corruzione.

Capitolo 3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 26 luglio 2018, 400/2018/E/com, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'obbligo di invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal *Testo integrato di unbundling funzionale* - Allegato A, TIUF (cfr. 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 la documentazione prevista dalle raccolte annuali di separazione funzionale, relative al 2017, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

Innovazioni relative al servizio di dispacciamento - Progetti pilota

È attualmente in corso il procedimento per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, che confluirà nel nuovo *Testo integrato del dispacciamento elettrico* (TIDE) in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei *Capacity Allocation and Congestion Management, CACM*, e *Electricity Balancing Guideline, EB GL*). Il TIDE ha l'obiettivo di:

- armonizzare il disegno del mercato italiano con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna, dando priorità all'avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane;
- consolidare le modalità tramite le quali le unità di consumo e le unità di produzione precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita), compresi accumuli e veicoli elettrici, potranno fornire risorse per i servizi di dispacciamento, anche tramite efficaci forme di aggregazione, fermo restando il principio della neutralità tecnologica e tenendo conto dei risultati derivanti dai progetti pilota;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale,

superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali;

- analizzare e identificare l'evoluzione del ruolo dei distributori, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione e accumulo e di una gestione sempre più "attiva" delle reti.

Nelle more della definizione del nuovo TIDE, l'Autorità, con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, ha avviato una prima apertura del Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse, per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, tenendo fermo il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo).

I progetti pilota avviati riguardano:

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) non rilevanti (fatte salve le eccezioni nel seguito evidenziate) e delle unità di consumo;
- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVAM;

Nel primo caso, quello della partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) non rilevanti (fatte salve le eccezioni nel seguito evidenziate) e delle unità di consumo, i soggetti interessati partecipano all'MSD su base aggregata, costituendo le Unità virtuali abilitate (UVA). I perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e devono essere definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sull'MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete. In generale, le UVA rilevano solamente per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità di produzione o di consumo continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di consumo già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *balance service provider* (BSP) che può essere distinto dall'utente del dispacciamento. Il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, mentre l'utente del dispacciamento continua a essere responsabile ai fini della regolazione degli sbilanciamenti. In relazione alle UVA si rilevano:

- un primo progetto pilota, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le sole unità di consumo (UVAC - Unità virtuali abilitate di consumo), inserite in contratti di dispacciamento anche diversi. Il regolamento del progetto è stato approvato con la delibera 25 maggio, 2017, 372/2017/R/eel, e ha trovato applicazione dall'1 giugno 2017. Le UVAC sono state abilitate alla fornitura di riserva terziaria di potenza a salire e di risorse di bilanciamento. I servizi resi dalle UVAC sono stati remunerati, in alternativa:
 - tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) 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 alle zone di mercato Nord e Centro Nord e alle stagioni invernali ed estive (cioè limitatamente alle zone e ai periodi in cui possono presentarsi maggiori criticità in termini di approvvigionamento delle risorse necessarie per garantire la sicurezza del sistema elettrico).
- un secondo progetto pilota, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le sole unità di produzione non rilevanti (UVAP - Unità virtuali abilitate di produzione), inserite in contratti di dispacciamento anche diversi. Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 583/2017/R/eel e ha trovato applicazione dall'1 novembre 2017. Le UVAP sono state abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento (a salire o a scendere). I servizi resi dalle UVAP sono stati remunerati sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- un terzo progetto pilota in cui sono confluiti i primi due progetti e tuttora in corso, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), le unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, nonché le unità di consumo (UVAM - Unità virtuali abilitate miste)¹. Possono rientrare nelle UVAM anche i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici quando prestano servizi alla rete (cd. *vehicle to grid*). Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la delibera 422/2018/R/eel, ha trovato applicazione dall'1 novembre 2018 ed è tuttora in corso. Le UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento. I servizi resi dalle UVAM sono stati remunerati, in alternativa:
 - tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle

1 Le UVAM possono essere di due tipi, ciascuna caratterizzata, alternativamente:

a) 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-A);

b) 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 (UVAM-B).

risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;

- tramite la fornitura a termine delle risorse in tutte le zone e per periodi non più limitati alle stagioni estive e invernali. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) 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) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità; e un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Nel secondo caso, quello della partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVAM, queste partecipano all'MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il *Balance service provider* (BSP). Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la delibera 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel, ha trovato applicazione dall'1 settembre 2018 ed è tuttora in corso.

Le unità in oggetto sono abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento (a salire o a scendere). I servizi resi sono remunerati sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Un altro progetto pilota riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti (approvato con la delibera 26 luglio 2018, 402/2018/R/

eel). In aggiunta e infine, l'Autorità ha richiesto a Terna di predisporre due ulteriori progetti pilota con l'obiettivo di valutare la possibilità di ampliare le risorse in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione. Tali progetti pilota riguardano:

- la possibilità e le modalità con cui gli impianti per i quali non trova applicazione il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016 (regolamento RfG - *Requirements for Generators*), selezionati tramite procedure concorsuali, si rendano disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico, secondo l'effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica;
- la possibilità e le modalità per l'ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, secondo l'effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica.

Regolazione di tensione nell'area di Brindisi

Nel corso del 2018, Terna ha segnalato all'Autorità le criticità legate alla tensione nell'area di Brindisi, ritenendo necessario disporre di risorse in grado di regolare la tensione in suddetta area mediante assorbimento/immissione di potenza reattiva senza immissione di energia attiva al fine di mantenere la stabilità di tensione in tale area.

Allo scopo, l'Autorità ha specificato, per quanto riguarda le modalità operative per poter disporre delle sopra richiamate risorse, che la soluzione preferibile è quella che minimizza i costi in capo al sistema elettrico, per esempio definendo una procedura concorsuale finalizzata all'acquisizione della disponibilità di risorse che siano in grado di regolare la tensione senza immissione di energia attiva. L'Autorità ha anche segnalato la necessità che le tempistiche prospettate per l'acquisizione della disponibilità di risorse siano tali da contemperare gli obiettivi di urgenza e di contenimento dei costi del servizio di dispacciamento con l'esigenza di consentire una effettiva competizione tra i diversi soggetti in grado di fornirle; e che, in caso di contrattualizzazione, la durata del periodo contrattuale sia correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

Con la delibera 18 dicembre 2018, 675/2018/R/eel, l'Autorità ha quindi approvato lo schema di regolamento per l'approvvigionamento della disponibilità di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi, nonché il relativo schema di contratto, proposto da Terna, in quanto coerente con i principi sopra richiamati.

Il regolamento prevede che le risorse vengano selezionate previa procedura concorsuale, dando priorità alle risorse rese disponibili entro l'1 marzo 2020 e, a seguire, entro l'1 luglio 2020 e l'1 ottobre 2020. Le risorse selezionate vengono contrattualizzate per 10 anni e vengono remunerate tramite:

- il riconoscimento di un corrispettivo pari al prodotto tra la Capacità Impegnata (cioè la capacità reattiva offerta per la quale la risorsa è risultata assegnataria) e il prezzo offerto (*pay as bid*), ferma restando l'applicazione di opportune penalità nei casi di indisponibilità;
- il riconoscimento di un corrispettivo convenzionale proporzionale alla potenza reattiva resa disponibile, a copertura dei costi correlati al prelievo dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento della risorsa medesima, determinato a partire dai dati nella disponibilità di Terna.

Innovazioni relative allo scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i significant grid user

Con la delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica (DSO) e i *significant grid user* (SGU, cioè gli utenti considerati significativi per la sicurezza del sistema elettrico) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione europea del 2 agosto 2017 (SO GL - *System Operation Guidelines*) e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel. Il regolamento SO GL, agli articoli da 40 a 53, definisce disposizioni concernenti lo scambio dei dati tra TSO (Terna in Italia), i DSO e i SGU, ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. In particolare, a livello nazionale, ciascun TSO, deve determinare, in

coordinamento con i DSO e i SGU, l'applicabilità e la portata dello scambio di dati, distinguendo tra dati strutturali, dati di programmazione e previsione e dati in tempo reale, nonché deve concordare con i DSO le modalità procedurali di tale scambio definendo processi efficaci, efficienti e proporzionati per effettuare e gestire gli scambi di dati tra di loro, ivi inclusa, laddove necessario per gestire in modo efficiente la rete, la comunicazione dei dati relativi ai sistemi di distribuzione e ai SGU e deve procedere con l'implementazione effettiva dello scambio dati.

Tali dati sono necessari sia per il TSO sia per i DSO in quanto possono arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale, di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per l'erogazione dei servizi di dispacciamento e di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

A tal fine, l'Autorità ha già indicato, nell'avvio di procedimento, che lo scambio dati avvenga mediante soluzioni in grado di minimizzare il rapporto costi/benefici (per esempio utilizzando, ove possibile, strumenti esistenti per l'acquisizione, la raccolta e il trasferimento dei dati necessari e piattaforme centralizzate e sistemi in cloud che mettano tali dati a disposizione dei soggetti autorizzati a riceverli) e che:

- Terna avvii una o più consultazioni finalizzate alla definizione del perimetro e delle modalità dello scambio dati, della tipologia e il contenuto dettagliato dei dati oggetto di scambio, nonché della marcatura temporale e della frequenza di comunicazione degli stessi. Tali attività devono essere svolte in coordinamento con le imprese distributrici;
- l'Autorità stessa predisponga uno o più documenti per la consultazione finalizzati all'individuazione delle soluzioni tecnologiche più opportune per la raccolta e il trasferimento dei dati e alla definizione delle responsabilità dello sviluppo e manutenzione delle predette soluzioni, nonché alla definizione delle modalità e delle tempistiche per l'eventuale adeguamento dei SGU esistenti e per la copertura dei costi.

Innovazioni relative alla regolazione dell'energia elettrica immessa e prelevata su reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere

Con la delibera 5 marzo 2019, 78/2019/R/eel (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 30 ottobre 2018, 551/2018/R/eel), l'Autorità ha definito la regolazione delle partite fisiche ed economiche afferenti alla fornitura di energia elettrica su reti di distribuzione italiane interconnesse solo con reti estere (quale, ad esempio, la rete di Campione d'Italia).

A tal fine, dati i ridotti volumi di energia elettrica relativi alle realtà in oggetto, sono state introdotte semplificazioni alla normale regolazione dell'approvvigionamento e del dispacciamento dell'energia elettrica acquistata da fornitori esteri per la fornitura ai clienti finali, comunque garantendo la partecipazione al libero mercato elettrico per tutti gli utenti presenti (siano essi clienti finali o produttori) ed evitando distorsioni sui mercati all'ingrosso.

Più in dettaglio, in deroga alla regolazione vigente, l'Autorità ha previsto che a partire dall'1 gennaio 2020:

- siano definiti appositi punti di dispacciamento per unità di produzione e per unità di consumo che comprendano, per ciascuna zona di mercato, esclusivamente punti di immissione e di prelievo ubicati su ciascuna rete di distribuzione italiana interconnessa solo con reti estere;
- l'energia elettrica immessa e prelevata su queste reti non sia oggetto di negoziazione nei mercati dell'energia all'ingrosso, né di programmazione sulla base della regolazione generale vigente; tale energia elettrica, necessaria ai fini del bilanciamento, viene approvvigionata da Terna per il tramite di un apposito contratto siglato con il medesimo gestore di rete estero e viene successivamente regolata da Terna con gli utenti del dispacciamento a un prezzo di sbilanciamento appositamente definito sulla base di dati medi;
- gli eventuali corrispettivi a copertura dei costi di dispacciamento sostenuti dal gestore della rete di trasmissione estera ai fini della fornitura dell'energia elettrica ai clienti finali italiani siano liquidati da Terna nell'ambito di appositi contratti siglati con il medesimo gestore di rete estero;
- la differenza tra i proventi e gli oneri in capo a Terna venga posta a valere sul corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse di cui all'art. 44 dell'Allegato A alla delibera 6 giugno 2006, 111/06 (*uplift*);

- i corrispettivi a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti estere, ove previsti, vengano regolati per il tramite di appositi contratti siglati dall'impresa distributrice territorialmente competente e il gestore di rete estero.
- per quanto riguarda i clienti finali e i produttori di energia, continua ad applicarsi la regolazione vigente sul territorio nazionale.

Modifiche alle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia e aggiornamento della convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Terna

Nel mese di dicembre 2018, è stata approvata la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica delle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia in tema di fatturazione e regolazione dei pagamenti (DTF n. 06). I cambiamenti apportati dal GME sono volti a recepire l'estensione dell'obbligo di fatturazione elettronica (sino ad allora limitato alle sole fatture emesse nei confronti delle amministrazioni pubbliche) a tutte le operazioni attive e passive tra soggetti privati residenti e stabiliti in Italia ai fini IVA, previste dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205.

La fatturazione elettronica per i soggetti privati italiani è divenuta obbligatoria dal 1° gennaio 2019 per le fatture emesse ed è previsto che la trasmissione delle stesse sia effettuata, al pari delle fatture verso le pubbliche amministrazioni, tramite il Sistema di Interscambio (SDI), gestito dall'Agenzia delle entrate. Inoltre, il GME rende disponibili, sulla piattaforma informatica *SetService*, le fatture attive, trasmettendole agli operatori al ricorrere delle condizioni previste dalla normativa vigente in materia di fatturazione elettronica.

Parallelamente, con la delibera 18 dicembre 2018, 678/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato la convenzione tra il GME e Terna, a integrale sostituzione di quella precedentemente approvata con la delibera 24 novembre 2016, 682/2016/R/eel, al fine di rendere gli accordi ivi contenuti coerenti con le modifiche apportate alle norme di rango primario in materia di fatturazione elettronica tra soggetti privati. La convenzione tra il GME e Terna, prevista

dall'art. 7 della delibera 111/06, disciplina:

- l'affidamento al GME della raccolta delle offerte relative al mercato per il servizio di dispacciamento;
- i flussi informativi necessari alla registrazione, nell'ambito del servizio di dispacciamento, degli acquisti e delle

vendite a termine e dei programmi di immissione e prelievo e le modalità di scambio delle informazioni;

- la regolazione delle partite economiche relative al mercato per il servizio di dispacciamento.

Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione

Innovazioni relative al Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) e individuazione dei clienti finali nascosti

Il quadro dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), sia con riferimento alle Reti interne di utenza (RIU) che agli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC), nel 2018 è stato oggetto di diversi interventi dell'Autorità finalizzati soprattutto alla semplificazione della regolazione applicabile e alla definizione di quali reti private siano classificate come RIU o ASDC e per le quali trovano applicazione le disposizioni regolatorie del *Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi* (TISDC, Allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel).

In particolare dall'1 gennaio 2018 si applica la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'interno delle RIU prevista dal TISDC². I diversi gestori di reti interne di utenza prima dell'approssimarsi della predetta data hanno completato tutti gli interventi di razionalizzazione e semplificazione delle proprie configurazioni private, con la conseguente trasformazione, per effetto della connessione alla rete pubblica dei soggetti terzi presenti nella RIU, di molte delle RIU presenti nel registro di cui alla delibera 788/2016/R/eel in Altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) o in singoli clienti finali. Con la delibera 2 agosto 2018, 426/2018/R/eel, l'Autorità ha pertanto preso atto dei predetti interventi di razionalizzazione aggiornando il Registro delle RIU che attualmente contempla 33 RIU (prima dell'1 gennaio 2018

le RIU censite nel registro erano 72) e prevedendo che non sia necessario individuare l'ambito territoriale per:

- le RIU dismesse prima dell'1 gennaio 2014;
- le RIU classificate tra gli ASSPC prima dell'1 gennaio 2018 e che già dall'1 gennaio 2014 avevano una configurazione caratterizzata dalla presenza di un unico produttore (un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario) e un unico cliente finale (un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario).

Nel corso del 2018 l'Autorità ha, peraltro, proceduto a censire le altre configurazioni private esistenti al 15 agosto 2009 e in possesso dei requisiti per essere iscritte nel registro degli ASDC e a individuare le tempistiche con le quali la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento previste dal TISDC trovino applicazione anche per gli ASDC. Il registro degli ASDC conta ad oggi 31 sistemi di distribuzione chiusi (si veda al riguardo la delibera 18 dicembre 2018, 680/2018/R/eel, di ultimo aggiornamento del registro) e potrebbe subire ulteriori modifiche frutto dell'attività di razionalizzazione degli ASDC che i gestori responsabili stanno effettuando prima dell'1 luglio 2019 (data a decorrere dalla quale anche gli ASDC saranno assoggettati alla regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento prevista dal TISDC³), ovvero per effetto della ricomprensione nel predetto registro di ulteriori reti aeroportuali, nonché delle reti portuali⁴.

Contestualmente all'attività di razionalizzazione e censimento delle infrastrutture private esistenti l'Autorità ha

2 La regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento all'interno delle RIU prevista dal TISDC assimila le RIU a dei veri e propri sistemi di distribuzione, permettendo a ciascun utente della RIU di poter disporre di un proprio punto di connessione con relativo codice POD e conseguentemente di poter avere libero accesso al mercato dell'energia elettrica e usufruire dei servizi di maggior tutela o salvaguardia qualora ne abbia i requisiti.

3 Dall'1 luglio 2019 anche agli ASDC sarà applicata la stessa regolazione delle RIU e pertanto anche gli ASDC saranno assimilati sul piano regolatorio a delle vere e proprie reti di distribuzione i cui utenti avranno un proprio punto di connessione con relativo codice POD e il conseguente diritto di libero accesso ai mercati dell'energia elettrica.

4 Con la delibera 2 agosto 2018, 427/2018/R/eel, l'Autorità ha, da un lato, previsto che il mancato invio delle dichiarazioni ASDC entro il 30 settembre 2018 avrebbe comportato la decadenza del diritto all'inclusione della rete privata nel Registro degli ASDC e, dall'altro lato, che nel caso delle reti elettriche insite in porti e aeroporti, per la cui gestione un'Autorità e/o apposito Ente ha il potere di rilasciare concessioni per l'erogazione dei pubblici servizi (ivi incluso quello della distribuzione di energia elettrica), il diritto di inserimento nel Registro degli ASDC possa essere esercitato, proprio in virtù dell'esistenza della concessione, anche a seguito di richiesta presentata in data successiva al 30 settembre 2018.

avviato già da tempo un'attività di individuazione dei clienti finali "nascosti", sia tramite autodichiarazione da parte dei medesimi clienti finali sia grazie alle attività di verifica che i gestori di rete concessionari stanno implementando.

Implementazione in Italia dei regolamenti europei RfG, DCC e HVDC

Nel corso del 2016, la Commissione europea ha adottato, sulla base di quanto disposto dal regolamento (UE) 714/2009⁵, il regolamento (UE) 631/2016 (regolamento RfG - *Requirements for Generators*), il regolamento (UE) 1388/2016 (regolamento DCC - *Demand Connection Code*) e il regolamento (UE) 1447/2016 (regolamento HVDC - *High Voltage Direct Current*). I predetti regolamenti sono obbligatori in tutti i propri elementi e direttamente applicabili in ciascuno degli stati membri e troveranno applicazione dall'anno 2019. Essi contribuiscono ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio della Unione europea.

Il regolamento RfG è entrato in vigore il 17 maggio 2016 e troverà applicazione nei paesi membri a decorrere dal 27 aprile 2019. Tale regolamento istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione al sistema interconnesso degli impianti di generazione di energia elettrica (gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione e parchi di generazione *off-shore*). Il regolamento stabilisce inoltre obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia elettrica, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea e a tal fine individua i requisiti tecnici dei gruppi di generazione significativi (con valore di potenza massima uguale o maggiore a 0,8 kW) differenziandoli sulla base di quattro

macrocategorie, denominate tipo A, tipo B, tipo C e tipo D, e delega a ciascuna Autorità di regolazione nazionale, su proposta del relativo *Transmission System Operator* (TSO), la definizione delle soglie di potenza massima per la classificazione dei gruppi di generazione significativi nelle predette quattro macrocategorie.

Il regolamento RfG si applica ai "nuovi" gruppi di generazione, cioè ai gruppi di generazione connessi alla rete elettrica successivamente alla data del 17 maggio 2016 ovvero ai generatori connessi successivamente alla predetta data per i quali il relativo titolare non ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali entro il 17 maggio 2018 e non ha comunicato la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro il 17 novembre 2018 (generatori esistenti)⁶.

Il regolamento DCC è entrato in vigore il 7 settembre 2016 e troverà applicazione nei paesi membri a decorrere dal 18 agosto 2019. Tale regolamento istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e delle unità di consumo utilizzate da un impianto di consumo o da un sistema di distribuzione chiuso per fornire servizi di gestione della domanda ai pertinenti gestori di sistema e ai pertinenti TSO. Esso stabilisce inoltre obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di consumo e dei sistemi di distribuzione, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea.

Il regolamento DCC si applica ai nuovi impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, ai nuovi impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, ai nuovi sistemi di distribuzione, compresi i nuovi SDC, e alle nuove unità di consumo utilizzate da un impianto di consumo o da un SDC per fornire servizi di gestione della domanda ai pertinenti gestori di sistema e ai pertinenti TSO. I requisiti

5 Il regolamento (UE) 714/2009 stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica. Il medesimo regolamento (UE) 714/2009, tra l'altro, evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema di trasmissione interconnesso, è fondamentale stabilire un'interpretazione comune dei requisiti applicabili ai connettenti (sia riferiti a impianti di produzione che a unità di consumo). Tali requisiti, che contribuiscono a mantenere, preservare e ripristinare la sicurezza del sistema al fine di facilitare il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica all'interno delle aree sincrone e tra di esse, nonché a conseguire l'efficienza in termini di costi, dovrebbero essere considerati questioni transfrontaliere relative alla rete e questioni relative all'integrazione del mercato. Da ciò deriva l'opportunità di definire norme armonizzate sulla connessione alla rete allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro, agevolare gli scambi di energia elettrica sul territorio dell'Unione europea, garantire la sicurezza del sistema, facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili, incentivare la concorrenza e consentire un uso più efficiente della rete e delle risorse, a vantaggio dei consumatori.

del regolamento europeo DCC non si applicano agli impianti o sistemi o unità di consumo esistenti, cioè già connessi alla rete alla data del 7 settembre 2016 oppure se il relativo titolare, il *Distribution system operator* (DSO) o il *Closed distribution system operator* (CDSO), ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto delle apparecchiature principali dell'impianto di consumo o per l'acquisto dell'unità di consumo il 7 settembre 2018 e ha comunicato la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro il 7 marzo 2019⁷.

Il regolamento HVDC è entrato in vigore il 28 settembre 2016 e troverà applicazione nei paesi membri a decorrere dal 8 settembre 2019. Tale regolamento istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua (c.c.) ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in c.c. Esso stabilisce inoltre obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea.

Il regolamento HVDC si applica ai "nuovi" sistemi HVDC che connettono aree sincrone o aree di controllo, compresi gli schemi *back-to-back*, ai "nuovi" sistemi HVDC che connettono i parchi di generazione a una rete di trasmissione o a una rete di distribuzione, ai sensi dell'art. 3, paragrafo 2, del medesimo regolamento HVDC, ai "nuovi" sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di trasmissione e ai "nuovi" sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di distribuzione quando il pertinente TSO dimostra la presenza di un impatto transfrontaliero. I requisiti del regolamento HVDC non si applicano ai sistemi HVDC esistenti e ai parchi di generazione connessi in corrente continua esistenti, cioè già connessi alla rete alla data del 28 settembre 2016 oppure per i quali il relativo titolare ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dello stabilimento principale o delle apparecchiature del sistema HVDC entro il 28 settembre 2018 e ha comunicato la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro il 28 marzo 2019.

Affinché i tre richiamati regolamenti possano essere pienamente implementati in Italia a decorrere dalle date precedentemente richiamate, si è reso necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione che rappresentano la tematica essenziale da essi trattata. In particolare, è stato necessario aggiornare il *Testo integrato connessioni attive* (TICA, Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08), nonché il Codice di rete di Terna, la Norma CEI 0-16 e la Norma CEI 0-21 nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione.

Nell'anno 2017 l'Autorità, come descritto nella *Relazione Annuale 2018*:

- con la delibera 67/2017/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione, in Italia, dei regolamenti europei RfG, DCC e HVDC;
- con la delibera 20 aprile 2017, 273/2017/R/eel, ha definito i criteri per la concessione delle deroghe puntuali, da parte della medesima Autorità, ai requisiti previsti dai regolamenti europei RfG, DCC e HVDC;
- con la delibera 27 luglio 2017, 554/2017/R/eel, così come integrata e modificata dalle delibere 5 dicembre 2017, 845/2017/R/eel, e 21 giugno 2018, 349/2018/R/eel, ha classificato come tecnologia emergente, ai sensi del regolamento RfG, i gruppi di generazione per i quali sono state presentate richieste di deroga all'Autorità (la classificazione tra le tecnologie emergenti, come previsto dal regolamento RfG, comporta la deroga totale alle disposizioni del medesimo regolamento RfG).

Nell'anno 2018, invece, l'Autorità:

- con le delibere 13 luglio 2018, 384/2018/R/eel, e 20 novembre 2018, 592/2018/R/eel, ha verificato positivamente le modifiche al Codice di rete proposte da Terna e volte a implementare quanto previsto dal regolamento RfG, chiarendo l'ambito di applicazione delle prescrizioni introdotte dal regolamento RfG sia in relazione ai "nuovi" gruppi di generazione sia in relazione ai gruppi di generazione "esistenti" che sono oggetto di modifiche significative, rifacimenti parziali o totali. A tal fine l'Autorità ha approvato le soglie di classificazione

6 Per maggiori dettagli sulle definizioni di generatori "nuovi" ed "esistenti" si vedano i paragrafi 3 e 4 del regolamento RfG. Si evidenzia che, come condiviso nell'ambito del tavolo tecnico delle Autorità di regolazione europee competente per le valutazioni sull'implementazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 novembre 2018 entro cui trasmettere i contratti al pertinente gestore di sistema e a Terna è da considerarsi non vincolante. Rimane, invece, vincolante, per la classificazione come impianto esistente ai fini dell'applicazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 maggio 2018 entro la quale occorre aver perfezionato il contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali.

7 Per maggiori dettagli sulle definizioni di impianti di consumo e sistemi "nuovi" ed "esistenti" si vedano i paragrafi 3 e 4 del regolamento DCC.

dei gruppi di generazione significativi proposte da Terna⁸, ha previsto che gli impianti di produzione di energia elettrica già in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera 384/2018/R/eel siano classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG senza effettuare ulteriori verifiche e ha rinviato a un successivo provvedimento la tematica relativa allo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione e Terna, anche considerando la necessità di coordinare tali previsioni con quelle del regolamento (UE) 1485/2017 del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (regolamento SOGL - *System Operation Guideline*);

- con la delibera 6 marzo 2019, 82/2019/R/eel, ha verificato positivamente le proposte presentate da Terna di modifica al Codice di rete al fine di adeguare le prescrizioni ivi contenute al regolamento DCC e al regolamento HVDC, prevedendo che gli impianti (o sistemi o unità di consumo) già in esercizio alla data di entrata in vigore della medesima delibera 82/2019/R/eel siano classificati tra gli impianti (o sistemi o unità di consumo) esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento DCC ovvero del regolamento HVDC senza effettuare ulteriori verifiche.

All'approvazione dell'Autorità delle modifiche al Codice di rete di Terna per l'implementazione dei regolamenti RfG, DCC e HVDC ha fatto seguito la pubblicazione da parte del Comitato elettrotecnico italiano (CEI) delle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in media e alta tensione) e della Norma CEI 0-21 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in bassa tensione). L'Autorità, con la delibera 16 aprile 2019, 149/2019/R/eel, ha approvato alcune deroghe temporali in relazione all'obbligatorietà della trasmissione alle imprese distributrici delle dichiarazioni di conformità, rilasciate dagli enti accreditati, attestanti che i componenti installati negli impianti di produzione siano conformi alle nuove edizioni delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, prevedendo

che in alternativa siano trasmesse dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte dai costruttori dei componenti che attestino che siano soddisfatte le prescrizioni delle medesime nuove edizioni delle Norme CEI.

Testo integrato connessioni attive: definizione dei corrispettivi di collaudo degli impianti di rete per la connessione realizzati dai soggetti richiedenti la connessione

Con la delibera 13 novembre 2018, 564/2018/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di determinazione dei corrispettivi a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione alle reti di distribuzione di media e alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento. In particolare, è previsto che per tutte le richieste di connessione relative a impianti di produzione di energia elettrica presentate a decorrere dall'1 gennaio 2019 il predetto corrispettivo sia definito tenendo conto delle effettive attività di collaudo che l'impresa distributrice dovrà svolgere ai fini dell'acquisizione dell'impianto di rete realizzato dal produttore. A tal fine la delibera:

- individua le attività i cui costi sono riconosciuti per il tramite del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete per la connessione⁹;
- definisce la struttura del corrispettivo di collaudo e i relativi valori unitari, nonché le relative modalità applicative¹⁰;
- prevede che il corrispettivo di collaudo a preventivo sia riportato nel preventivo per la connessione, dando separata evidenza delle tre parti da cui è composto (tale corrispettivo è pagato dal richiedente contestualmente all'invio all'impresa distributrice del progetto esecutivo ed è aggiornato ogni volta che la soluzione tecnica di connessione contenuta nel preventivo viene modificata);

8 Sulla base del recepimento del regolamento RfG in Italia a seguito dell'approvazione della delibera 592/2018/R/eel, i gruppi di generazione significativi sono classificati nelle seguenti tipologie:

- un gruppo di generazione è di tipo A se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 0,8 kW e minore o uguale a 11,08 kW;
- un gruppo di generazione è di tipo B se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 11,08 kW e minore o uguale a 6 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo C se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 6 MW e minore di 10 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo D se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 10 MW, oppure se il punto di connessione è a un livello di tensione maggiore o uguale a 110 kV indipendentemente dal valore della potenza massima.

- prevede inoltre che, effettuato il collaudo, l'impresa distributrice comunichi al richiedente il corrispettivo di collaudo a conguaglio, pari al prodotto tra il costo orario standard e il numero effettivo di ore impiegate per il completamento di ciascuna fase delle attività di collaudo, e che contestualmente alla regolarizzazione, tra impresa distributrice e richiedente, del corrispettivo per la connessione all'atto della cessione dell'impianto di rete per la connessione, l'impresa distributrice applichi al richiedente la differenza (positiva o negativa) tra il corrispettivo di collaudo a conguaglio e il corrispettivo di

collaudo a preventivo.

La delibera 564/2018/R/eel conclude il procedimento avviato con la delibera 1 marzo 2018, 105/2018/R/eel (a seguito del quale l'Autorità con il documento per la consultazione 07 agosto 2018, 440/2018/R/eel, ha espresso i propri orientamenti in merito) e rappresenta una delle azioni conseguenti alle disposizioni previste dalla delibera 17 novembre 2016, 664/2016/E/eel, con cui si è conclusa l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità), volto a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione, riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna elabora lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità e che detto schema sia approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Vol. II, delle *Relazioni Annuali 2015 e 2016*.

Il processo finalizzato all'avvio del Mercato della capacità ha richiesto, negli ultimi anni, la gestione in parallelo, da un lato, della relazione con la Commissione europea, ai fini della notifica e della decisione sulla compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato e, dall'altro lato, del processo di completamento del quadro

di regole necessario ai fini dello svolgimento delle aste di capacità.

Dopo un articolato processo di interlocuzione con la Commissione, quest'ultima, in data 7 febbraio 2018, ha approvato, alla luce delle norme comunitarie sugli aiuti di Stato, il Mercato della capacità italiano, evidenziando, tra l'altro, che la misura concepita dall'Italia contribuirà a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico (vedi Capitolo 2, Vol. II, delle *Relazioni Annuali 2017 e 2018*).

Sul fronte interno, nel 2018 è proseguito l'iter di revisione delle regole del Mercato della capacità avviato negli anni precedenti (vedi Capitolo 2, Vol. II, delle *Relazioni Annuali 2017 e 2018*). Detto processo si è reso necessario per ottenere dalla Commissione la decisione di compatibilità rispetto alla normativa comunitaria sugli aiuti di Stato e per implementare la proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del meccanismo mediante la definizione di una fase di prima attuazione del Mercato della capacità.

Nell'ambito dell'iter sopra descritto, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2018, 261/2018/R/eel, ha modificato e integrato i criteri e le condizioni per la disciplina del Mercato della capacità, precedentemente fissati con la delibera 21 luglio

9 La delibera 564/2018/R/eel prevede che le attività i cui costi sono riconosciuti per il tramite del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete per la connessione siano suddivise in tre fasi:

- verifiche documentali della documentazione presentata dal richiedente;
- verifiche in corso d'opera effettuate durante la realizzazione, da parte del richiedente, dell'impianto di rete per la connessione;
- collaudo finale dell'impianto di rete per la connessione effettuato al termine della propria realizzazione, comprensivo della redazione del verbale di collaudo.

10 Il corrispettivo di collaudo è composto da tre distinte parti, rispettivamente a copertura delle tre fasi in cui sono suddivise le attività che tale corrispettivo intende remunerare. Ciascuna delle tre parti è posta pari al prodotto tra un costo orario standard (costi in €/h definiti dall'impresa distributrice nelle proprie Modalità e Condizioni Contrattuali – MCC in relazione a ciascuna delle tre fasi) e il numero di ore necessarie caso per caso.

2011, ARG/elt 98/11. Le innovazioni introdotte possono essere classificate nelle seguenti tre categorie: a) riforma della delibera ARG/elt 98/11, al fine di renderla conforme agli indirizzi ministeriali del 25 ottobre 2016 e agli impegni che lo Stato italiano ha assunto con la Commissione europea per rendere il Mercato della capacità compatibile con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato; b) evoluzione dei criteri per la disciplina del Mercato della capacità su profili che erano stati precedentemente oggetto di consultazione con i documenti 1 dicembre 2016, 713/2016/R/eel, e 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel (vedi Capitolo 2, Vol. II, delle *Relazioni Annuali* 2017 e 2018); c) modifiche addizionali ai criteri, per delineare una più efficiente allocazione dei rischi e per cambiare la destinazione della rendita di congestione che si determina in esito al menzionato mercato.

Con riferimento alle innovazioni di cui alla lettera a), la delibera 261/2018/R/eel prevede:

- l'avvio della fase di prima attuazione, che anticipa la fase di piena attuazione e che è contraddistinta da periodi di pianificazione di durata anche inferiore all'anno;
- il superamento del premio minimo e la previsione di contratti pluriennali (sino a 15 anni) per gli investimenti in nuova capacità, introducendo, al contempo, il concetto di soglia minima di investimento;
- l'apertura del Mercato della capacità alla partecipazione attiva della domanda e della generazione rinnovabile non programmabile;
- la selezione prioritaria, a parità di premio offerto, della capacità che soddisfa determinati requisiti di flessibilità e/o della capacità caratterizzata da un miglior indice di emissione di anidride carbonica;
- l'apertura del Mercato della capacità alla partecipazione attiva della capacità localizzata all'estero e l'introduzione di disposizioni transitorie che, in assenza dei necessari accordi con i gestori di sistema esteri, consentano a Terna di applicare regole semplificate per la partecipazione attiva delle citate risorse, preservando la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico nazionale;
- la definizione di capacità incentivata, riconoscendo all'operatore la possibilità di scegliere se fruire dell'incentivo o partecipare al Mercato della capacità;
- la semplificazione del sistema di garanzie, mediante l'eliminazione dei requisiti patrimoniali;
- la partecipazione implicita alle aste, con equiparazione a capacità offerta a premio nullo, della capacità produttiva afferente a impianti (o raggruppamenti di

impianti) assoggettati – nel periodo di consegna dell'asta stessa – a uno dei regimi di essenzialità di cui alla delibera 111/06;

- la riserva, nella fase di piena attuazione, di una parte del fabbisogno di capacità per l'approvvigionamento mediante aste di aggiustamento da svolgere l'anno prima del relativo periodo di consegna (cd. riserva di capacità).

In relazione alle modifiche di cui alla lettera b), l'Autorità ha previsto:

- l'esplicitazione dei criteri di partecipazione attiva della domanda flessibile, che, tra l'altro, non deve essere già oggetto di contratti volti a garantire la sicurezza del sistema elettrico e/o di modalità di approvvigionamento di servizi di dispacciamento diverse da quelle coerenti con le caratteristiche dei diritti e obblighi della domanda flessibile ammessa alla partecipazione attiva al Mercato della capacità;
- la descrizione, per la domanda impegnata nel Mercato della capacità, dei diritti (esenzione dal pagamento del corrispettivo a copertura degli oneri del citato mercato, a fronte del fatto che la domanda impegnata non riceve la differenza tra corrispettivo fisso e corrispettivo variabile) e obblighi (disponibilità a ridurre o a farsi ridurre il proprio carico);
- la definizione della metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio da parte dell'Autorità, con la possibilità che detta metodologia possa essere soggetta a cambiamenti nel tempo, rispettando, tuttavia, specifici criteri a garanzia dei partecipanti;
- la modifica degli obblighi di offerta e dei criteri per il calcolo dei prezzi di riferimento, per tener conto delle quantità accettate sul mercato infragiornaliero e per evitare condotte opportunistiche da parte degli operatori;
- la differenziazione, per la gestione del rischio di potere di mercato e la minimizzazione dell'onere per i consumatori, tra premio massimo riconoscibile alla capacità produttiva esistente e premio massimo riconoscibile alla capacità produttiva nuova, e l'introduzione del concetto di premio massimo che può essere offerto dalla capacità produttiva esistente (*bid cap*), che può essere diverso dal premio riconoscibile alla medesima capacità;
- l'introduzione di disposizioni transitorie circa i criteri per la costruzione di curve di domanda di capacità, finalizzate a consentire la costruzione delle stesse in funzione dei costi della capacità di produzione – invece che in base

al valore della stessa – in linea con quanto approvato dalla Commissione;

- il cambiamento di alcuni termini procedurali, facendo in modo che l'Autorità possa, contestualmente e in modo integrato, occuparsi della verifica di conformità sulle curve di domanda e della determinazione dei premi massimi e delle ordinate rilevanti delle curve medesime.

Le modifiche di cui alla lettera c), adottate con la delibera 261/2018/R/eel, dispongono:

- la definizione, da parte di Terna, di tempistiche per la nomina della capacità impegnata tali da permettere agli operatori una gestione più efficiente delle accidentalità;
- l'introduzione di disposizioni transitorie circa il sistema di garanzie, volte a sostituire il meccanismo di marginazione con un sistema di garanzie individuali, in attesa di verificare il grado di liquidità delle aste di aggiustamento e del mercato secondario e al fine di contenere la volatilità degli importi delle garanzie stesse;
- il riconoscimento a Terna della facoltà di stipulare, anche nella fase di piena attuazione, contratti con periodo di consegna annuale per l'approvvigionamento dell'insieme della capacità necessaria a soddisfare il fabbisogno di capacità dell'anno considerato, fatta comunque salva, nella fase di piena attuazione, la riserva di capacità;
- la modifica dei criteri per l'individuazione del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, in modo da destinare alla riduzione dell'*uplift* la rendita di congestione che si determina a

valle delle aste di capacità;

- la partecipazione implicita dell'eventuale capacità oggetto di contratti di approvvigionamento a termine di cui all'art. 60, comma 60.5, della delibera 111/06, in considerazione del fatto che si tratta di capacità di cui il sistema elettrico si è già assicurato la disponibilità ai fini dell'adeguatezza sotto precisi vincoli economici;
- l'obbligo per il titolare di capacità in prelievo impegnata nel Mercato della capacità, qualora detta capacità sia offerta e accettata in acquisto in una successiva asta di aggiustamento, di pagare a Terna, se positivo, un corrispettivo (pari alla differenza tra il premio della seconda asta e il premio della prima) destinato alla riduzione dell'onere netto del Mercato della capacità, così da mantenere in capo al titolare della capacità impegnata in prelievo il rischio-prezzo connesso alla cessione della propria posizione;
- l'aggiornamento e l'integrazione di alcune definizioni (ore di picco, fattore di carico, capacità produttiva da adeguare, capacità produttiva nuova);
- la specificazione delle forme di capacità di cui non si tiene conto nell'identificazione dell'equilibrio delle aste del Mercato della capacità (capacità produttiva oggetto di formale richiesta di dismissione o già autorizzata alla dismissione);
- la rimodulazione dei termini delle attività propedeutiche allo svolgimento delle procedure concorsuali.

Regolazione tecnica: impianti essenziali

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14

Nel periodo intercorso tra l'1 gennaio 2015 e il 28 maggio 2016, 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, le unità di produzione di energia elettrica in Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, sono state considerate risorse essenziali

per la sicurezza del sistema elettrico, ai sensi dell'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91. Nell'elenco delle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ex decreto legge n. 91/14 sono state incluse da Terna, tra le altre, le unità degli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Milazzo di Edison Trading, Augusta, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di Enel Produzione, Trapani Turbogas di EP Produzione e Impsud e Isab Energy di Isab.

Secondo quanto stabilito dalla norma primaria sopra richiamata, l'Autorità, con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, ha delineato 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. 91/14, prevedendo, per ciascuna di esse, il riconoscimento di un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti. Ai fini del menzionato riconoscimento, l'utente del dispacciamento interessato è tenuto a inviare, all'Autorità e a Terna, un'istanza di reintegrazione, corredata, per ciascun impianto, da un bilancio riclassificato preventivamente assoggettato a revisione contabile. Terna è tenuta a verificare che l'importo della differenza tra i ricavi e i costi variabili riportato nell'istanza sia conforme alle disposizioni in materia di impianti essenziali.

Con riferimento all'anno 2015, 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 ex decreto legge n. 91/14; Augusta, con la delibera 14 giugno 2018, 332/2018/R/eel; Milazzo, con la delibera 14 giugno 2018, 333/2018/R/eel; San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con la delibera 14 giugno 2018, 334/2018/R/eel; Impsud e Isab Energy, con la delibera 21 giugno 2018, 348/2018/R/eel; Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, con la delibera 5 luglio 2018, 375/2018/R/ee; Trapani Turbogas, con la delibera 27 settembre 2018, 479/2018/R/eel.

In sede di definizione del corrispettivo di reintegro per l'anno 2015 relativo agli impianti San Filippo del Mela, l'Autorità ha ridotto i costi fissi rilevanti per il corrispettivo, per tenere conto dell'eccesso di indisponibilità registrato nell'anno 2015, chiarendo che il fattore di abbattimento è pari al rapporto tra l'eccesso effettivo di indisponibilità rispetto all'indisponibilità media storica e il complemento a uno del tasso medio storico di indisponibilità. Questa metodologia consente di assicurare che, in caso di integrale indisponibilità, si azzerino i costi fissi riconosciuti, preservando, di conseguenza, l'incentivo a presidiare l'operatività della capacità produttiva. Nel contempo, è stata accolta l'istanza dell'utente interessato per la modifica del tasso di indisponibilità per l'anno 2015 degli impianti San Filippo del Mela, al fine di considerare l'eccezionalità del menzionato anno sotto il profilo climatico nell'area geografica di appartenenza degli impianti medesimi. Durante l'estate del citato anno, infatti, per rispettare i vincoli ambientali, la potenza degli stessi è stata limitata, a causa del significativo innalzamento delle temperature.

Per quanto attiene agli impianti Impsud e Isab Energy, la riduzione dei costi fissi per eccesso di indisponibilità è stata calcolata adottando i tassi di indisponibilità elaborati da Terna, che, per neutralizzare l'impatto del processo di trasformazione cui è stata soggetta una delle unità dell'impianto Isab Energy nell'anno 2015, ha escluso detta unità dal computo del tasso di indisponibilità dell'impianto medesimo. Questa impostazione è stata preferita rispetto a quella proposta da Isab, che non è stata supportata da elementi sufficienti ed è apparsa idonea a fornire una rappresentazione distorta dell'indisponibilità dell'impianto, essendo basata sull'applicazione convenzionale del tasso medio storico di indisponibilità (in luogo del tasso effettivo) all'unità oggetto di trasformazione.

In relazione ai costi fissi e ai ricavi indirettamente attribuibili all'attività di produzione di energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale, che rappresenta una parte rispetto ai flussi energetici complessivamente generati dagli impianti Impsud e Isab Energy, l'Autorità ha disposto che, ai fini dell'individuazione della quota parte attinente alla produzione medesima e rilevante per il reintegro, si sostituisce il peso della produzione stessa adottato da Isab e riferito a un periodo anteriore all'anno 2015 con il corrispondente peso dell'anno oggetto di reintegrazione. Con la delibera 348/2018/R/eel è stato altresì stabilito di escludere dal calcolo del corrispettivo:

- gli oneri corrispondenti agli incrementi di immobilizzazioni per lavori interni, in quanto costi capitalizzati;
- i costi fissi per trasformare un sottoprodotto del processo di gassificazione in prodotto commerciabile, se, come nel caso dell'impianto Isab Energy, si è già tenuto conto degli stessi e degli associati proventi nel costo di produzione di uno dei combustibili che alimenta l'impianto;
- gli accantonamenti effettuati esclusivamente in applicazione dei principi generali sulla redazione del bilancio civilistico, poiché posti in essere a fronte di oneri incerti non ancora effettivamente sostenuti;
- le immobilizzazioni già interamente ammortizzate al termine dell'anno 2014.

Nell'istanza di reintegrazione per gli impianti Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, Enel Produzione ha richiesto il riconoscimento dei costi per penali dovute al superamento della capacità di trasporto gas, in aggiunta ai costi variabili riconosciuti. Tuttavia, le penali applicate nei casi in cui si registri uno scostamento tra la capacità

utilizzata in un punto di uscita, o di riconsegna delle rete di trasporto del gas naturale, e la capacità conferita su base annuale o infra-annuale rappresentano una quota dei costi complessivamente sostenuti per la logistica nazionale del gas naturale dagli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione alimentate con detta fonte e, nel contempo, il regime di reintegro ex decreto legge n. 91/14 prevede che il costo variabile riconosciuto relativo agli impianti alimentati a gas naturale comprenda una specifica componente standard a copertura del costo per la logistica nazionale del gas naturale sino al punto di riconsegna relativo all'unità di produzione essenziale. Alla luce di ciò, con la delibera 375/2018/R/eel l'Autorità ha riconosciuto, come costo per penali gas, un importo inferiore a quanto richiesto da Enel Produzione e pari alla differenza tra i costi effettivi e i costi standard per logistica nazionale gas.

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

Essenzialità e regolazione asimmetrica su unità di produzione abilitate ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel

L'impianto Brindisi Sud di Enel Produzione – oggetto di uno dei procedimenti avviati con le delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel – è stato ammesso al regime di reintegrazione dei costi per il biennio 2019-2020 con la delibera 27 dicembre 2018, 703/2018/R/eel, su istanza di Enel Produzione e previo parere favorevole di Terna circa il carattere pluriennale dell'essenzialità del citato impianto. L'Autorità ha adottato detta decisione in ragione del maggior beneficio atteso per i consumatori rispetto alle opzioni alternative, soprattutto in termini di contenimento e stabilizzazione del corrispettivo *uplift*.

I procedimenti di cui alle delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel sono stati avviati, tra l'altro, al fine di adottare misure di regolazione asimmetrica, ai sensi dell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, per promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati. In questo contesto, l'applicazione della disciplina della reintegrazione dei costi all'impianto Brindisi Sud per il biennio 2019-2020 – come già disposto per gli anni 2017 e 2018 con le delibere 5 maggio

2017, 314/2017/R/eel, e 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel – costituisce una tipologia di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, comma 5, del decreto legislativo 93/11, in considerazione del fatto che le offerte delle risorse essenziali sono soggette a vincoli che contengono il potere di mercato dei relativi utenti e agevolano la creazione di condizioni competitive.

L'impianto Brindisi è stato altresì oggetto di procedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, al termine del quale, con il provvedimento 26562/2017, sono stati resi obbligatori gli impegni definitivi che Enel Produzione si è assunta nei confronti della medesima Autorità per il triennio 2017-2019. Detti impegni prevedono che, in caso di ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud, Enel Produzione limiti volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini del calcolo del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore a quanto indicato nel testo degli impegni e che, qualora, invece, l'impianto non sia assoggettato al regime di reintegrazione dei costi ed Enel Produzione consegua ricavi, al netto dei costi variabili riconosciuti, superiori a quanto indicato nel testo degli impegni, Enel Produzione restituisca gli importi eccedenti.

Nell'istanza di ammissione dell'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione, Enel Produzione, nel caso di ammissione per il biennio 2019-2020, si è impegnata a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti per la reintegrazione a importi annuali massimi inferiori rispetto a quanto indicato nell'impegno assunto con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, consentendo di conseguire, complessivamente nel citato periodo, risparmi non attualizzati che possono essere stimati in quasi 350 milioni di euro rispetto ai costi fissi dell'impianto definiti secondo i criteri della delibera 111/06 e, nell'anno 2019, risparmi di quasi 30 milioni di euro rispetto all'importo dell'impegno antitrust.

Accogliendo l'istanza di Enel Produzione, la delibera 703/2018/R/eel stabilisce che, per ciascun anno del periodo di ammissione, i costi fissi rilevanti per la reintegrazione dell'impianto Brindisi Sud siano non superiori all'importo indicato volontariamente come limite da Enel Produzione e che, anche al fine di valutare l'eventuale adozione di ulteriori misure volte a preservare la sicurezza del sistema elettrico e la concorrenza nel mercato, Terna continui a effettuare analisi e approfondimenti sul grado di concorrenzialità del mercato nelle porzioni di rete in cui insistono gli impianti

Brindisi Sud, Enipower Brindisi e Modugno, informandone l'Autorità con cadenza almeno mensile.

Corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 hanno titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuno dei citati impianti, pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nell'anno considerato.

L'Autorità ha fissato l'importo del corrispettivo di reintegrazione, disponendone contestualmente le modalità di riconoscimento da parte di Terna, per i seguenti impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione ex delibera 111/06: l'impianto Centro Energia Ferrara di EP Produzione, per gli anni 2013 e 2014 (delibere 8 marzo 2018, 137/2018/R/eel, e 29 marzo 2018, 185/2018/R/eel), e gli impianti Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, per l'anno 2015 (delibera 14 giugno 2018, 335/2018/R/eel). Nella determinazione del suddetto corrispettivo, l'Autorità ha considerato quanto segnalato da Terna in esito alle verifiche dalla stessa condotte circa la conformità alla disciplina sull'essenzialità dell'importo del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione.

Ai sensi della delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, la reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 è 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. Dette 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 di tale servizio. Con la delibera 18 dicembre 2018, 681/2018/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di reintegrazione dei costi per l'anno 2010 avanzata 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), includendo tra i ricavi riconosciuti i proventi derivanti dall'attribuzione dei certificati verdi relativi al medesimo anno e prevedendo una rettifica (coerente con la disciplina di riferimento) all'importo delle quote di ammortamento e remunerazione del capitale

dei cespiti. Con la medesima delibera, inoltre, l'Autorità ha ridefinito il corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2009, per tenere conto dei maggiori proventi da certificati verdi conseguiti da Enel Produzione in data successiva al precedente riconoscimento.

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 disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2017, in relazione agli impianti San Filippo del Mela 220 kV (delibera 27 novembre 2018, 608/2018/R/eel), Brindisi Sud (delibera 27 novembre 2018, 609/2018/R/eel), Fiumesanto (delibera 5 dicembre 2018, 629/2018/R/eel), Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio (delibera 5 dicembre 2018, 630/2018/R/eel), Biopower Sardegna (delibera 11 dicembre 2018, 650/2018/R/eel), Montemartini (delibera 11 dicembre 2018, 652/2018/R/eel) e Trapani Turbogas (delibera 11 dicembre 2018, 653/2018/R/eel);
- per l'anno 2018, con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220 kV (delibera 30 ottobre 2018, 549/2018/R/eel), Brindisi Sud (delibera 13 novembre 2018, 566/2018/R/eel), Assemini e Porto Empedocle (delibera 20 novembre 2018, 595/2018/R/eel) e Fiumesanto (delibera 11 dicembre 2018, 654/2018/R/eel).

L'acconto del corrispettivo per l'anno 2017 è stato posto pari, per ciascun impianto, 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 2017. A tal fine, i costi fissi benchmark sono stati definiti come:

- l'importo massimo dei costi fissi cui l'utente si è vincolato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, nel caso degli impianti Brindisi Sud e Fiumesanto, mentre, nel caso dell'impianto San Filippo del Mela 220 kV, la somma tra detto importo massimo e quanto riconosciuto, in occasione dell'ultima determinazione del corrispettivo per anni anteriori al 2017, in relazione ai costi fissi non soggetti al vincolo;
- il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno per il quale è stata effettuata la definizione del corrispettivo e i costi fissi stimati per l'anno 2017

che l'utente del dispacciamento ha indicato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione per il medesimo anno, rispetto agli impianti per cui si disponeva di entrambi gli importi (Assemini, Montemartini, Porto Empedocle, Portoferraio e Trapani Turbogas);

- i costi fissi stimati per l'anno 2017 che l'utente ha indicato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione per lo stesso anno, per l'impianto Biopower Sardegna.

Per quanto attiene, invece, all'acconto del corrispettivo relativo a una parte dell'anno 2018, gli utenti, ai sensi della disciplina vigente, hanno richiesto un importo pari alla differenza tra, da un lato, la somma tra i costi variabili riconosciuti del primo semestre del 2018 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 cui l'acconto si riferisce. Nel caso degli impianti soggetti a regolazione asimmetrica (Brindisi Sud, Fiumesanto e San Filippo del Mela 220 kV), nel calcolo dell'acconto semestrale è stato considerato il 50% dell'importo massimo dei costi fissi annui volontariamente indicato dai relativi utenti nelle rispettive istanze di ammissione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 27 dicembre 2018, 704/2018/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione ex delibera 111/06 formulata da Enel Produzione in relazione agli impianti Assemini e Portoferraio, per l'anno 2019, e con riferimento all'impianto Sulcis, per il biennio 2019-2020, precisando che:

- in sede di riconoscimento del corrispettivo di reintegrazione, saranno ammessi soltanto costi fissi coerenti con il principio di efficienza e strettamente necessari al normale esercizio dell'impianto considerato;
- il numero di anni complessivi del periodo di ammortamento delle immobilizzazioni incluse nel capitale investito dovrà essere non inferiore al maggiore fra il corrispondente numero applicato per la redazione del bilancio di esercizio ai fini civilistici e il numero di anni di durata complessiva del normale ciclo di vita utile dell'immobilizzazione medesima, fatti salvi eventuali scostamenti dal criterio appena enunciato supportati da elementi sufficienti, oggettivi e verificabili;
- nel caso dell'impianto Sulcis, i costi fissi riconosciuti saranno non superiori al minore tra l'importo annuale

massimo cui Enel Produzione si è impegnata e i costi fissi complessivi dell'impianto definiti secondo i criteri della delibera 111/06.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Il regime ordinario prevede il riconoscimento, da parte di Terna, di un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile ammesso dall'Autorità per ciascuna unità di produzione assoggettata al regime e il corrispondente prezzo zonale espresso dal mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. In relazione a un impianto ammesso al regime di reintegrazione, è riconosciuto un corrispettivo, fissato dall'Autorità, 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. Entrambi i citati regimi sono basati sulla determinazione del costo variabile riconosciuto per ciascuna unità assoggettata agli stessi.

Nel giugno 2018, Enel Produzione, in qualità di utente del dispacciamento dell'impianto Brindisi Sud, già ammesso al regime di reintegrazione, ha richiesto di modificare in riduzione, rispetto a quanto approvato con la delibera 30 novembre 2017, 799/2017/R/eel, i valori di uno dei parametri del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione del suddetto impianto. L'istanza, che è stata accolta con la delibera 7 giugno 2018, 319/2018/R/eel, è stata finalizzata a tenere conto dell'autorizzazione dell'autorità giudiziaria ad apportare modifiche ai processi operativi, in modo da migliorarne l'efficienza e ridurre l'impatto ambientale, rispettando, nel contempo, le prescrizioni dalla stessa disposte in data 28 settembre 2017 con riferimento all'impianto Brindisi Sud. Successivamente, nell'agosto 2018, Enel Produzione ha richiesto di ridurre ulteriormente, rispetto a quanto approvato con la delibera 319/2018/R/eel, i valori del menzionato parametro, a seguito della notifica del provvedimento con il quale l'autorità giudiziaria ha revocato integralmente il sequestro preventivo disposto nel mese di settembre 2017 per l'impianto Brindisi Sud, consentendo a Enel Produzione di adottare le ordinarie procedure di gestione già applicate prima del sequestro medesimo. Quest'ultima istanza è stata approvata con la delibera 7 agosto 2018, 439/2018/R/eel.

Con le delibere 23 ottobre 2018, 534/2018/R/eel, e 5

dicembre 2018, 632/2018/R/eel, l'Autorità ha definito il quadro regolatorio generale, per l'anno 2019, in relazione al regime ordinario e al regime di reintegrazione:

- approvando le proposte di Terna in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-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) e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti;
- confermando i criteri di valorizzazione delle quote e dei titoli utilizzabili per adempiere agli obblighi *Emissions Trading* e il tasso di remunerazione del capitale validi per l'anno 2018.

Con le delibere 632/2018/R/eel e 704/2018/R/eel, sono altresì state accolte le proposte presentate da Terna, come modificate da alcune istanze formulate dagli utenti interessati, in merito ai valori dei parametri del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità degli impianti indicati da Terna nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2019 (San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Energy, Porcari di Axpo Italia, Assemini, Brindisi Sud, Flumendosa, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Rosen 132 kV di Engie Italia, Fiumesanto di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy e Centrale elettrica di Capri di Sippic), precisando che:

- in relazione al combustibile solido e al combustibile liquido dell'impianto Iges, si approvano, tra le proposte di Ital Green Energy, quelle basate sulle quotazioni di prodotti di riferimento pubblicate da soggetti terzi;
- si prevede che il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità dell'impianto Iges per la quale l'utente beneficia dell'incentivo sostitutivo dei certificati verdi sia ridotto dell'importo unitario dell'incentivo medesimo, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che costituiscono il presupposto del suo riconoscimento, e che il saldo dell'eventuale corrispettivo del regime ordinario sia riconosciuto soltanto a valle della determinazione dell'insieme dei valori dei parametri che definiscono l'incentivo, come certificati dal Gestore dei servizi energetici a Terna;
- rispetto all'impianto Sulcis, se, in un dato periodo rilevante, la somma algebrica delle componenti del costo variabile riconosciuto assume segno negativo, per effetto

dell'incentivo sostitutivo dei certificati verdi, il prodotto tra il valore assoluto di detta somma e il corrispondente programma vincolante modificato e corretto di immissione è incluso tra i ricavi rilevanti per la reintegrazione;

- nel caso delle unità dell'impianto Fiumesanto, in merito ai profili della componente del costo variabile riconosciuto relativa ai combustibili, siano applicati nell'anno 2019 i valori validi per l'anno 2018, in considerazione del fatto che le istanze di incremento per l'anno 2019 non sono risultate supportate da elementi sufficienti.

Il calcolo del corrispettivo di reintegrazione è basato sulla definizione di parametri tipici per l'individuazione delle quantità strettamente necessarie a implementare i programmi sotto il profilo tecnico. Con la delibera 334/2018/R/eel, l'Autorità ha espresso il proprio nulla osta al fatto che, con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, si applichino i parametri tecnici tipici relativi agli anni dal 2011 al 2014 anche ai fini della reintegrazione per gli anni dal 2015 al 2018, limitatamente ai periodi in cui detti impianti siano stati soggetti al regime ex decreto legge n. 91/14 o al regime di reintegrazione ex delibera 111/06. Con le delibere 632/2018/R/eel e 704/2018/R/eel, inoltre, sono state approvate le proposte di Terna sui parametri tecnici tipici degli impianti indicati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2019, come modificate, nel caso degli impianti Fiumesanto e San Filippo del Mela 220 kV, dalle istanze avanzate dai relativi utenti del dispacciamento.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, che è disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 9 giugno 2006, 111/06, e che prevede la stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime, è caratterizzato da una configurazione semplificata di diritti e obblighi per l'utente rispetto agli altri regimi di essenzialità ex delibera 111/06.

Con la delibera 534/2018/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo nell'anno 2019, determinando, per ciascun

utente del dispacciamento titolare di capacità essenziale (Cva Trading, Enel Produzione, Eni, EP Produzione, Iren Energia) e in base alle informazioni fornite da Terna, le quantità di potenza minima di impegno, il prezzo massimo a salire e il prezzo minimo a scendere per le offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento e il corrispettivo fisso da riconoscere all'utente interessato. Il prezzo massimo, il prezzo minimo e il corrispettivo fisso sono stati fissati in funzione dei parametri economici di un impianto turbogas convenzionale e, alla luce dei fenomeni emersi nel mercato elettrico nel 2016, le quantità di potenza minima di impegno sono state stabilite applicando ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione nella disponibilità del singolo utente del dispacciamento.

La delibera 27 novembre 2018, 615/2018/R/eel, ha modificato i parametri tecnico-economici per l'implementazione del regime alternativo alla capacità essenziale di Enel Produzione ed EP Produzione, al fine di considerare la scelta di Enel Produzione di aderire al menzionato regime per quantità parziali e dei vincoli tecnici segnalati da EP Produzione rispetto alla propria capacità, i quali non avrebbero consentito l'applicazione dei profili quantitativi di impegno indicati dalla delibera 534/2018/R/eel.

Con la delibera 11 dicembre 2018, 651/2018/R/eel, inoltre, l'Autorità ha previsto i parametri contrattuali anche per l'impianto Flumendosa di Enel Produzione, pur essendo abilitato al mercato per il servizio di dispacciamento per una potenza inferiore rispetto alla capacità essenziale dell'impianto medesimo. Alla decisione assunta dall'Autorità, che ha stabilito, per il citato impianto, una quantità di impegno non superiore alla relativa capacità abilitata, hanno contribuito i seguenti fattori, tali da rendere compatibile l'applicazione del regime alternativo all'impianto con le esigenze di gestione in sicurezza del sistema elettrico e di controllo del potere di mercato nel mercato per il servizio di dispacciamento:

- l'impegno di Enel Produzione, per l'anno 2019, a non abilitare al mercato per il servizio di dispacciamento la capacità non abilitata del citato impianto, in caso di assoggettamento dello stesso al regime alternativo per una capacità non superiore a quella già abilitata;
- il fatto che la capacità non abilitata dell'impianto Flumendosa è soggetta alle disposizioni del Codice di rete di Terna, che consentono a Terna stessa, per

esigenze di sicurezza del sistema elettrico, di modificare in tempo reale il programma post-mercato infragiornaliero di unità di produzione non abilitate, remunerando detta movimentazione a un prezzo pari al prezzo del mercato del giorno prima della zona di appartenenza.

A valle delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti titolari di capacità essenziale e degli adeguamenti dei parametri tecnico-economici per l'anno 2019, l'Autorità, con la delibera 18 dicembre 2018, 679/2018/R/eel, ha approvato gli schemi contrattuali, così da permettere a Terna la stipula con gli utenti interessati (Cva Trading, Enel Produzione, Eni, EP Produzione e Iren Energia).

Emergenza gas - Reintegrazione dei costi delle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema gas

Con decreto 13 settembre 2013, ai sensi dell'art. 38-bis del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge 7 agosto 2012, n. 134/12, il Ministro dello sviluppo economico ha individuato, per l'anno termico 2013/2014, le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW destinati a far fronte ad emergenze gas. Secondo le disposizioni del citato decreto ministeriale, l'Autorità, con la delibera 19 dicembre 2013, 615/2013/R/eel, ha definito le modalità per il dispacciamento e il riconoscimento dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, stabilendo che alle stesse sia riconosciuto uno specifico corrispettivo calcolato con i medesimi criteri previsti per la reintegrazione ex delibera 111/06.

Con la delibera 1 marzo 2018, 113/2018/R/eel, è stata rigettata l'istanza di reintegrazione formulata da Enel Produzione per le proprie unità essenziali per la sicurezza del sistema gas nell'anno termico 2013/2014. L'istanza è stata formulata sul presupposto che, ai fini del calcolo del corrispettivo di reintegrazione, rilevino i relativi costi e ricavi riferiti all'intero anno termico 2013/2014. Tuttavia, ciò non risulta coerente con la normativa di riferimento, dalla quale si evince che, a fronte di un servizio che è limitato al periodo 1 gennaio - 31 marzo 2014, i costi e i ricavi effettivi rilevanti per la reintegrazione siano quelli attinenti

al periodo medesimo. Inoltre, nell'elaborazione dell'istanza, sono stati applicati parzialmente, sebbene si prestassero a un'adozione analogica, i criteri di dettaglio che, con il parere 28 dicembre 2012, 584/2012/I/eel, come modificato dalla delibera 5 marzo 2015, 92/2015/R/eel, sono stati indicati per la reintegrazione dell'anno termico 2012/2013.

L'Autorità, con la delibera 113/2018/R/eel, ha altresì stabilito i criteri di dettaglio, anche di natura procedurale, per la definizione del corrispettivo per le unità termoelettriche incluse nella lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, al fine di agevolare Enel Produzione nella

riformulazione dell'istanza di reintegrazione e Terna nelle attività di verifica del margine di contribuzione. I menzionati criteri di dettaglio sono stati delineati con specifici accorgimenti per la ripartizione dei costi indiretti tra le diverse unità di un dato impianto di produzione, così da tenere conto del fatto che, a differenza dell'anno termico 2012/2013, nell'anno termico 2013/2014 si è verificata la fattispecie dell'impianto considerato essenziale per la sicurezza del sistema gas soltanto rispetto ad alcune delle sue unità di produzione.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nei primi mesi dell'anno 2018, l'Autorità ha portato a completamento tutti i procedimenti prescrittivi avviati con la delibera 342/2016/E/eel e riguardanti il mancato rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un utente del dispacciamento nella programmazione dei prelievi e delle immissioni nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi di quanto previsto dall'art. 14, comma 6, della delibera 111/06.

Inoltre, al fine di aumentare l'efficacia degli strumenti di monitoraggio a disposizione dell'Autorità, nell'anno 2018 è stata data priorità alla definizione di analisi sui dati storici in input all'algoritmo di risoluzione della fase di programmazione del mercato per il servizio di

dispacciamento, con particolare riferimento alla definizione dei vincoli a rete integra e non integra per il controllo della potenza reattiva, nonché alle modalità di simulazione degli esiti del medesimo mercato conformemente a quanto previsto all'art. 3, comma 3.11, del *Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM). Con questi sviluppi è stato possibile ricostruire storicamente la struttura di mercato in cui inquadrare i procedimenti avviati con le delibere 342/2016/E/eel, 459/2016/E/eel e 6 ottobre 2017, 674/2017/E/eel, aventi a oggetto le strategie d'offerta adottate da alcuni utenti del dispacciamento (di seguito: UdD) titolari di unità di produzione (di seguito UP) abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 646/2015/R/eel è stato approvato Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023* (TIQE).

In attuazione del TIQE, con la delibera 27 novembre 2018, 605/2018/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2017, 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 23,2 milioni di euro di premi, così ripartiti:

- penalità pari a 0,4 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 17,5 milioni di euro di premi e 17,9 milioni di euro di penalità;
- premi pari a 23,6 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 48,1 milioni di euro di premi e 24,5 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio relativi al biennio 2016-2017, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto, con la collaborazione della Guardia di Finanza, dieci verifiche

ispettive previste dalla delibera 8 marzo 2018, 126/2018/E/eel, e dalla delibera 21 giugno 2018, 344/2018/E/eel, nei confronti di imprese distributrici di minori dimensioni che non partecipano della regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso.

Per la Società Cooperativa Idroelettrica di Forni di Sopra con la delibera 24 maggio 2018, 297/2018/E/eel, per la Società Cooperativa Elettrica di Distribuzione Campo Tures con la delibera 7 giugno 2018, 318/2018/E/eel, per il Comune di Chiomonte con la delibera 21 giugno 2018, 343/2018/E/eel, per il Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce con la delibera 26 luglio 2018, 396/2018/E/eel e per il Comune di Castiglione di Sicilia con la delibera 5 dicembre 2018, 624/2018/E/eel, sono state determinate penalità in quanto sono state riscontrate alcune non conformità previste dall'indice di sistema di registrazione ISR (l'ISR esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni). Si conferma la difficoltà, per numerose imprese distributrici di minore dimensione, ad assicurare la corretta registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2017, l'Autorità ha pubblicato, nel febbraio 2019, la sesta 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 invariato 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 Italia e quelli del Sud Italia.

Infine, con la delibera 19 febbraio 2019, 55/2019/E/eel, è stato intimato alle imprese distributrici Comune di Benetutti, Comune di Berchidda e Comune di Perdifumo di adempiere agli obblighi di comunicazione delle informazioni di cui al punto 5 della delibera 646/2015/R/eel per attestare l'idoneità dei propri sistemi alla registrazione automatica delle interruzioni e alla registrazione delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Facendo seguito al documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel (si veda la *Relazione Annuale* del 2018), con la delibera 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel, sono state approvate le *Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici*. Tali direttive riguardano gli obblighi di pubblicazione e aggiornamento dei Piani per la resilienza (una sezione dei Piani di sviluppo) e quindi perseguono un obiettivo di incentivazione reputazionale delle imprese distributrici. Tali direttive, riferite al solo aspetto della resilienza concernente la tenuta delle reti alle sollecitazioni meccaniche, hanno posto le basi per il futuro sviluppo della regolazione riguardante l'incentivazione economica mirata a incrementare la tenuta alle sollecitazioni e, successivamente, una maggiore efficacia nel ripristino della fornitura.

Le principali imprese distributrici sono tenute a predisporre annualmente il proprio Piano per la resilienza, che deve soddisfare i seguenti requisiti:

- avere un orizzonte almeno triennale;
- essere elaborato in modo coordinato con Terna e con le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- includere gli interventi per contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione;
- essere corredato di dati sui costi e benefici relativi agli interventi;
- essere inviato all'Autorità e pubblicato.

Per "principali imprese distributrici" si intendono, dal 2018 le imprese distributrici con più di 300.000 utenti e, dal 2019, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti.

L'apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione dedicata all'incremento della resilienza, corredata di specifiche informazioni su ciascun intervento o raggruppamento di interventi, deve essere pubblicata sul sito internet di ciascuna principale impresa distributtrice entro il 30 giugno di ciascun anno (con aggiornamento sull'avanzamento dei progetti per la resilienza al 31 dicembre dell'anno precedente).

A seguito dell'esame delle Sezioni Resilienza dei Piani di sviluppo 2018-2020 e dei dati pertinenti, con il documento per la consultazione 20 settembre 2018, 460/2018/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti finali in materia di incentivazione degli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione delle principali imprese distributrici. Le principali tematiche poste in consultazione hanno riguardato:

- la definizione dell'ambito degli interventi, che deve avvenire secondo una logica di priorità e selettività in base a un indice di rischio (IRI) che tiene conto sia della probabilità di accadimento di guasti dovuti a eventi estremi (cosiddetti fattori critici di rischio: formazione del manicotto di ghiaccio su cavi aerei in conduttori nudi, allagamenti delle cabine della distribuzione, effetti delle ondate di calore sulle reti interrate, ecc.), sia della magnitudo dell'impatto misurata in numero di utenti che verrebbero disalimentati a fronte di un evento estremo;
- l'orizzonte di incentivazione, che deve tener conto della fattibilità operativa ed economica delle imprese distributrici;
- la definizione dei premi e delle penalità, in relazione alla data di inizio e fine degli interventi, definiti dalle medesime imprese distributrici in una logica di responsabilità.

In esito alla consultazione 460/2018/R/eel, con la delibera 18 dicembre 2018, 668/2018/R/ee, che ha aggiornato il TIQE, è stata approvata l'"Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica" che promuove la realizzazione di interventi mirati a incrementare la resilienza in termini di maggiore tenuta delle reti di distribuzione dell'energia elettrica alle sollecitazioni causate dai suddetti fattori critici di rischio. In particolare gli elementi essenziali del provvedimento si riferiscono:

- al meccanismo di selezione degli interventi. Gli interventi devono essere selezionati in via autonoma dalle imprese distributrici sulla base di criteri fissati dalla delibera 668/2018/R/eel e di metodologie di analisi del rischio sviluppate dalle imprese distributrici; la selezione degli interventi, come già detto, deve avvenire secondo una logica di priorità e selettività in base a un indice di rischio (IRI);
- agli interventi oggetto di premi/penalità. Sono oggetto di premio gli interventi, selezionati dalle imprese, con tempo di ritorno (inverso della probabilità annua che si

verifichi un disservizio per uno specifico fattore critico di rischio) ante-intervento inferiore a 50 anni e con beneficio netto positivo; sono oggetto di penalità gli interventi, selezionati dalle imprese, con tempo di ritorno ante-intervento inferiore a 50 anni, indipendentemente dai valori di costo e beneficio; sono esclusi dal meccanismo premi/penalità gli interventi con tempo di ritorno ante-intervento superiore a 50 anni e quelli relativi a sistemi di protezione e automazione;

- al periodo di incentivazione. Sono premiabili/penalizzabili gli interventi, iniziati dal 2017 in poi, che si concludono dal 2019 al 2024;
- al dimensionamento del premio e della penalità. Il premio per un intervento è pari al 20% del suo beneficio netto se concluso senza ritardi rispetto alla data di completamento indicata dalla principale impresa distributtrice in occasione del primo inserimento a piano dell'intervento (data di completamento originaria); il premio è dimezzato se l'intervento viene completato con un semestre di ritardo rispetto alla data di completamento originaria; la penalità per un intervento è pari al 10% del suo costo se concluso con un ritardo di due semestri rispetto alla data di completamento originaria, pari al 25% se il ritardo è di 3 o più semestri. In quest'ultimo caso l'impresa è tenuta a predisporre una relazione dettagliata sulle cause del ritardo e sugli eventuali extracosti, e inviarla all'Autorità e al MiSE e pubblicarla sul proprio sito internet.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

Con la delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel, che ha aggiornato il TIQE, è stata approvata la *Regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica*.

In attuazione del TIQE, con la delibera 605/2018/R/eel, sono stati assegnati premi a e-distribuzione, pari a 2,1 milioni di euro, relativi alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

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 uno sviluppo tipicamente (ma non unicamente) verticale. L'inevchiamento delle colonne montanti pone alcune rilevanti questioni:

- da un lato, rischi crescenti all'esercizio della rete di distribuzione in condizioni di sicurezza per il progressivo degrado delle infrastrutture elettriche; rischi derivanti dal fatto che tali impianti sono stati progettati sulla base di coefficienti di contemporaneità di utilizzo stimati in condizioni di carico elettrico molto diverse da quelle attuali; rischi di non poter far fronte agli aumenti di potenza richiesti dai consumatori;
- dall'altro, l'obbligo per l'impresa distributrice di mantenere in efficienza gli impianti di proprietà, garantendone al contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza.

Inoltre, le attività di ammodernamento delle colonne montanti più vetuste sono spesso ostacolate dalle difficoltà, per le imprese distributrici, a ottenere le autorizzazioni all'esecuzione dei lavori nelle proprietà condominiali.

Al fine di superare dette criticità, con il documento per la consultazione 14 giugno 2018, 331/2018/R/eel, l'Autorità ha delineato un meccanismo incentivante finalizzato a favorire intese tra le imprese distributrici e i condomini aventi l'obiettivo di facilitare l'individuazione del soggetto (impresa distributrice o condominio) responsabile dell'effettuazione delle opere di ammodernamento, anche attraverso l'opportunità di socializzare in tariffa i costi delle opere edili (ed anche elettriche, in caso di contestuale centralizzazione dei contatori) entro limiti massimi di costo stabiliti dall'Autorità.

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, calcolato su base nazionale.

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 settembre 2018, 466/2018/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2017. Con la successiva delibera 26 marzo 2019, 106/2019/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna non riceva alcun premio e non versi alcuna penalità in relazione all'energia non servita di riferimento per l'anno 2017.

Uno dei principali meccanismi incentivanti del TIQ.TRA riguarda la realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere. Al riguardo l'Autorità ha previsto che Terna, nel periodo 2019-2023, abbia titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante e alle sezioni di rete con i sistemi elettrici confinanti.

I premi sono determinati limitatamente alla "capacità di trasporto obiettivo" per ciascuna sezione di rete e in proporzione alla capacità effettivamente realizzata e messa a disposizione del mercato; i premi sono valorizzati in parte come percentuale delle congestioni effettivamente registrate negli anni 2016 e 2017 e in parte come percentuale del beneficio annuale atteso nel mercato del giorno prima. Con la delibera 20 dicembre 2018, 698/2018/R/eel, sono stati individuati, per l'applicazione di tale meccanismo, due confini (Italia - Nazioni a Nord e Italia - Nazioni a Est) e cinque sezioni:

1. zona Nord - zona Centro Nord;
2. zona Centro Nord - zona Centro Sud;
3. zona Centro Sud - zona Sud;
4. zona Centro Nord - zona Sardegna;
5. zona Sardegna - zona Centro Sud.

Sono state inoltre determinate le capacità di trasporto di partenza e le capacità di trasporto obiettivo riferite alla situazione *winter peak*. Infine, con la medesima delibera è stato disposto che Terna predisponga una seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo entro il 30 settembre 2020, effettuando consultazioni sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e sul relativo schema di rapporto.

Come anche evidenziato dal suddetto meccanismo incentivante, un elemento chiave alla base delle decisioni

dell'Autorità è il risultato dell'analisi costi benefici. Al riguardo, con la delibera 18 dicembre 2018, 692/2018/R/eel, è stato aggiornato l'Allegato A alla delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, che definisce i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e per le relative analisi dei costi e dei benefici.

Con le determine 7 agosto 2018, 11/2018-DIEU e 5 ottobre 2018, 14/2018-DIEU, sono state avviate le attività di verifica da parte di esperti indipendenti sulle analisi costi-benefici (CBA) realizzate da Terna e pubblicate in sede del Piano di Sviluppo, ai sensi dell'articolo 40 del TIQ. TRA. Dopo l'approvazione e pubblicazione di un avviso per manifestazioni di interesse da parte di esperti, la determina 14/2018-DIEU ha formato l'albo degli esperti verificatori e identificato puntualmente gli esperti incaricati di verificare otto analisi costi-benefici.

Un'ulteriore verifica riguarda il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, predisposto da Terna nel 2018, principalmente al fine di fornire suggerimenti per la seconda edizione che sarà predisposta nel 2020.

Infine, relativamente al meccanismo incentivante riguardante i progetti di trasmissione elettrica con rischi elevati, che è stato introdotto nel 2017 e ulteriormente disciplinato nel 2018, è stata esaminata la prima istanza di incentivazione sottoposta da Terna. Con la delibera 18 dicembre 2018, 670/2018/R/eel, l'Autorità ha (accolto integralmente le istanze per tre progetti (2018-LIC 1, Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo; 2018-LIC 2, Stazione elettrica 380 kV Magenta; 2018-LIC 6, Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova); accolto parzialmente l'istanza 2018-LIC 5, Riassetto rete area Livorno; respinto altre tre istanze.

Aggiornamento infraperiodo del tasso di remunerazione del capitale investito nei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com l'Autorità ha approvato il TIWACC, che riporta i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per il periodo regolatorio del WACC 2016-2021.

L'articolo 2 del TIWACC prevede che il periodo regolatorio del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas abbia durata di sei anni, con inizio l'1 gennaio 2016, e sia diviso in due subperiodi, ciascuno di durata triennale.

La delibera 583/2015/R/com ha previsto un meccanismo di aggiornamento, a metà periodo, che possa consentire aggiustamenti del tasso di remunerazione del capitale investito in funzione dell'andamento congiunturale in modo prevedibile e trasparente.

In particolare, l'articolo 5 del TIWACC fissa le regole per l'aggiornamento infraperiodo del WACC, per gli anni 2019-2021, in relazione ai seguenti parametri comuni a tutti i

servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas:

- valore del tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio;
- livello di inflazione incorporato nel tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio;
- livello di inflazione utilizzato per la determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- livello del premio per il rischio-paese;
- livello dei parametri fiscali, relativi all'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio e allo scudo fiscale per il calcolo degli interessi passivi.

Inoltre, l'articolo 6 del TIWACC, in deroga al principio generale secondo cui il livello di *gearing*, pari al rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio (E) e capitale di debito (D+E), essendo specifico per ogni servizio, viene aggiornato in occasione delle revisioni periodiche della regolazione tariffaria dei singoli servizi infrastrutturali, prevede che i livelli di *gearing* da applicare per il triennio 2019-2021 siano fissati in occasione dell'aggiornamento infraperiodo dei parametri base, di cui all'articolo 5 del medesimo TIWACC, con l'obiettivo di un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5. Con la delibera 498/2018/R/com l'Autorità ha avviato

un procedimento per l'aggiornamento infraperiodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di *gearing*, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC.

Nel documento per la consultazione 557/2018/R/com che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 498/2018/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'aggiornamento infraperiodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di *gearing*, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC, per gli anni 2019-2021.

La decisione finale in relazione a tali tematiche è stata adottata con la delibera 639/2018/R/com, con cui sono stati aggiornati i parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e il livello di *gearing*, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC, e, in particolare, di assumere per il triennio 2019-

2021 i seguenti valori dei parametri base:

- valore del tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio pari a 0,64%;
- livello di inflazione incorporato nel tasso di rendimento nominale delle attività prive di rischio pari a 1,62%;
- livello di inflazione utilizzato per la determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali pari a 1,7%;
- livello del premio per il rischio-paese pari a 1,4%;
- livello dei parametri fiscali, relativi all'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio pari a 31,0% e allo scudo fiscale per il calcolo degli interessi passivi pari al 24,0%.

Il valore di *gearing* per gli anni 2019-2021 è stato fissato pari a 0,500 per i servizi di trasmissione energia elettrica, distribuzione e misura energia elettrica, stoccaggio, rigassificazione e trasporto gas e 0,444 per i servizi della distribuzione e misura del gas.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

La 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 dall'1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sottoperiodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, la regolazione tariffaria comprende schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi (con il metodo del *price-cap*) e schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2 era stata prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio *totex*).

Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico

Con riferimento all'approccio *totex* con il documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione del piano di attività per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante, orientato a una più marcata integrazione tra regolazione tariffaria, regolazione della continuità e qualità del servizio e il supporto all'innovazione, basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista e alle esigenze di sviluppo del sistema (logica *forward-looking*) e agli *output* attesi in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico (logica *output-based*). Già in tale documento di consultazione è stato proposto un piano di attività sviluppato su un orizzonte pluriennale finalizzato alla transizione graduale dai meccanismi tariffari attualmente in vigore al nuovo approccio *totex*.

Con la delibera 9 aprile 2019, 119/2019/R/eel, di avvio

del procedimento per l'aggiornamento infraperiodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2020-2023, l'Autorità ha confermato l'intenzione di adottare in maniera graduale l'approccio *totex*, avviando la necessaria fase di consultazione specifica con gli operatori e introducendo a partire dall'NPR2 gli strumenti propedeutici necessari a un impianto regolatorio basato su logiche *forward looking* e *output-based*. Nel provvedimento inoltre l'Autorità indica l'intenzione di applicare dall'ultimo anno dell'NPR2 logiche di riconoscimento della spesa totale, in via sperimentale, nei confronti dell'impresa di trasmissione e di estendere poi l'applicazione, dal nuovo periodo di regolazione, alle imprese distributrici di energia elettrica di maggiore dimensione.

Tariffe per il servizio di trasmissione

L'Autorità, con delibera 670/2018/R/eel, ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2019, approvando le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione relative all'aggiornamento dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento.

Nella medesima delibera l'Autorità ha riconosciuto a valere sulle tariffe 2019 l'incentivazione relativa a 35 nuovi investimenti O-NPR1 e I-NPR1 entrati in esercizio nel 2017, previsti dalla lista di opere di cui alla delibera 579/2017/R/eel per le quali è prevista una maggiorazione del tasso di remunerazione.

Ancora nella medesima delibera l'Autorità ha provveduto a concludere il procedimento relativo al riconoscimento a Terna degli incentivi relativi ai costi sostenuti per progetti ad altro rischio di cui alla delibera 129/2018/R/eel disponendo l'ammissione di 4 dei 7 progetti (di cui 1 in misura parziale) in relazione ai quali Terna ha presentato istanza di ammissione all'incentivazione.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nell'NPR1 relativamente ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, anche al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di

distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale sulla base della numerosità dei punti di prelievo connessi alla rete delle imprese medesime.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi di capitale (regime tariffario individuale).

Relativamente alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, è prevista invece l'applicazione di meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici sia con riferimento al servizio di distribuzione che al servizio di misura.

È peraltro previsto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali ("tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con le delibere 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel sono state approvate le tariffe obbligatorie per l'anno 2019 relative al servizio di distribuzione e misura per l'anno 2018 per i clienti non domestici e domestici.

Con riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con le delibere 15 marzo 2018, 150/2018/R/eel, e 29 marzo 2018, 174/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura relative all'anno 2017. Con le delibere 29 marzo 2018, 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per l'anno 2018. Con la delibera 5 marzo 2019, 76/2019/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2018. Infine, con la delibera 2 aprile 2019, 117/2019/R/eel sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2019.

Per quanto riguarda le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, il procedimento per la definizione di riconoscimento dei costi si è concluso con il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 104/2018/R/eel che ha illustrato gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alle variabili esogene rilevanti ai fini della determinazione parametrica dei costi, perimetrando l'applicazione del

regime parametrico, in coerenza con le disposizioni introdotte dalla legge 4 agosto 2017, n.124, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

In esito alle consultazioni l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, ha approvato i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Con essa, l'Autorità ha previsto che, ai fini del riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura delle imprese che servono almeno 20.000 e fino a 100.000 punti di prelievo si applichi il regime tariffario individuale analogamente alle imprese di maggiore dimensione. Per le imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo, in accoglimento di alcune osservazioni raccolte nell'ambito della consultazione, la delibera 237/2018/R/eel prevede l'applicazione del regime tariffario individuale per gli anni 2016 e 2017 e l'introduzione del regime parametrico a partire dall'anno 2018 con una prima revisione del meccanismo dopo i primi 3 anni di applicazione. Relativamente al servizio di distribuzione inoltre, la delibera prevede che l'introduzione del regime parametrico sia accompagnata da un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023.

Successivamente alla definizione dei criteri tariffari, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo, con le delibere 9 ottobre 2018, 497/2018/R/eel e 30 ottobre 2018, 547/2018/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura relative agli anni 2016 e 2017. Sono in fase di validazione i dati e le informazioni necessarie per la determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Altre attività relative al servizio di misura

Con delibera 2 agosto 2018, 419/2018/R/eel, l'Autorità ha previsto criteri di riconoscimento tariffario per i misuratori 2G eventualmente installati dalle imprese che a partire dall'anno 2019 ancora non abbiano sottoposto all'Autorità un piano di installazione massiva di sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Il provvedimento si è reso necessario in conseguenza della progressiva indisponibilità di misuratori di prima generazione che

costringe gli operatori a installare, anche in gestione d'utenza, misuratori di nuova generazione a causa di guasti o di nuove utenze.

Con il documento per la consultazione 100/2019/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti riguardo all'aggiornamento delle modalità di riconoscimento dei costi relativi a sistemi di *smart metering* di seconda generazione per il periodo 2020-2022.

Le precedenti modalità di riconoscimento costi e di pianificazione del passaggio a sistemi di *smart metering* 2G erano disciplinate, per il triennio 2017-2019, dalla delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel.

In particolare, il documento per la consultazione 100/2019/R/eel ha valutato:

- l'opportunità di introdurre obblighi relativi alle tempistiche dei sistemi di *smart metering* 2G cui sarebbero soggette le imprese distributrici che non hanno ancora avviato il proprio piano di messa in servizio: per le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, la fase massiva dovrebbe essere avviata non oltre il 2022 e terminata entro il 2025; per le imprese distributrici con meno di 100.000 clienti, la data ultima per la fase massiva di messa in servizio dovrebbe essere il 31 dicembre 2026;
- la possibilità di modulare le disposizioni delle direttive 2G relative al "piano convenzionale", al fine di ridurre il rischio "Paese a due velocità" nell'installazione dei sistemi di *smart metering* 2G;
- la possibilità di aggiornare e semplificare le disposizioni della delibera 646/2016/R/eel (con particolare riferimento all'ipotesi "controfattuale" utilizzata per l'ammissione al percorso abbreviato delle imprese che avviano in tale triennio il proprio piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G), anche per tener conto del nuovo contesto che evidenzia la progressiva indisponibilità di misuratori 1G; il documento per la consultazione 100/2019/R/eel fa riferimento a una soglia unica e semplificata, di valore compreso tra 120 e 130 euro/misuratore 2G, per l'ammissione al percorso abbreviato;
- l'introduzione di disposizioni per la quantificazione delle penalità da applicare in caso di mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G fissati dalla delibera 87/2016/R/eel, con la possibile introduzione di un tetto massimo di penalità del 10% della spesa di capitale annua media attesa negli anni di fase massiva, e di un tetto massimo di penalità pluriennale

pari al 30% della spesa di capitale annua media attesa nei medesimi anni;

- la possibilità di semplificare e, ove necessario chiarire, alcune altre disposizioni delle direttive 2G.

Infine, l'Autorità ha auspicato che possa essere estesa la facoltà delle Autorità amministrative indipendenti di stabilire deroghe in tema di scadenza della verifica periodica anche ai misuratori post-direttiva MID.

Ulteriori attività svolte

Nel corso dell'anno 2018, con le delibere 5 aprile 2018, 210/2018/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di cinque imprese distributrici, l'ammissibilità, o meno, alla maggiore remunerazione degli investimenti dichiarati dalle imprese, di cui al comma 13.2 dell'Allegato A alla delibera 654/2015/R/eel, entrati in esercizio negli anni 2012–2013, e la determinazione della maggiore remunerazione associata a tali investimenti per gli anni tariffari dal 2014 al 2017.

Con le delibere 27 settembre 2018, 469/2018/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di sei imprese distributrici, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.1 dell'Allegato A alla delibera 654/2015/R/eel, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008–2011, per l'anno tariffario 2018.

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 all'Enel (IEM), definito dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), l'Autorità (subentrata in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi CIP) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione

e vendita di energia elettrica.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'articolo 7 della legge 10/91, nel corso degli anni, CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi e sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2018, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 508/2018/R/eel del 16 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 509/2018/R/eel del 16 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera 510/2018/R/eel del 16 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 511/2018/R/eel del 16 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 525/2018/R/eel del 23 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore SIE - Società Impianti Elettrici;
- delibera 526/2018/R/eel del 23 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- delibera 527/2018/R/eel del 23 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- delibera 528/2018/R/eel del 23 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;

- delibera 543/2018/R/eel del 30 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana;
- delibera 544/2018/R/eel del 30 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- delibera 545/2018/R/eel del 30 ottobre 2018, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità Icel.

Inoltre, con la delibera 11 aprile 2018, 238/2018/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni a CSEA per formulare, previa istruttoria, una proposta per la rideterminazione degli acconti spettanti all'impresa elettrica minore non trasferita a Enel, Sippic, a titolo di integrazione tariffaria alla luce delle nuove modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte della società, a seguito dell'avvenuto collegamento dell'isola di Capri con la rete di trasmissione elettrica nazionale. A partire da giugno 2017, infatti, con l'ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri - Torre Centro, la società ha modificato le modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica distribuita, che non avviene più tramite la produzione svolta dalla sua centrale: di conseguenza, è cambiata anche la configurazione dei costi di gestione del servizio svolto dalla società oggetto di integrazione tariffaria ai sensi della legge 10/91. Con l'ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri - Torre Centro, l'attività di produzione svolta da Sippic, mediante l'impianto Centrale elettrica di Capri, si è infatti trasformata da attività esclusivamente asservita alla gestione verticalmente integrata di un sistema elettrico permanentemente isolato ad attività a servizio di Terna nell'ambito di un sistema elettrico interconnesso, anche se soggetto a periodi di assetto isolato, in caso di indisponibilità del collegamento. Ciò, nelle more del completo soddisfacimento delle condizioni poste dalla delibera 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel, per la definitiva ammissione di Sippic al regime di reintegrazione dei costi per le unità essenziali di cui alla delibera 111/06, in base al quale, i costi fissi e variabili dell'impianto troveranno copertura tramite il corrispettivo previsto dal suddetto regime.

Con la delibera 18 dicembre 2018, 672/2018/R/eel, l'Autorità ha, quindi, approvato la metodologia proposta da CSEA per la determinazione delle aliquote di acconto

relative alle integrazioni tariffarie di cui alla legge 10/91, a favore di Sippic, a partire dal primo bimestre successivo al collegamento dell'isola di Capri alla rete di trasmissione elettrica nazionale e per gli anni successivi. Tale metodologia tiene conto, da parte di CSEA, di eventuali differenze tra i costi sostenuti dalla società per l'approvvigionamento dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico e i ricavi di vendita della medesima energia, purché risultanti da dati contabili certi forniti da Sippic e riscontrati dall'Acquirente Unico, fermo restando il principio generale di efficienza dei costi tariffariamente riconoscibili. La delibera dispone, inoltre, che 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, CSEA adegui le aliquote di acconto di integrazione tariffaria spettanti a Sippic determinate in base alla metodologia approvata, provvedendo a scorporare dalle stesse la quota a copertura dei costi fissi e variabili relativi alla produzione elettrica.

Sempre nel corso del 2018, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2018, 239/2018/R/eel, ha fissato in via provvisoria le aliquote di integrazione tariffaria spettanti a Sippic, ai sensi della legge n. 10/91, per gli anni dal 2009 al 2013. L'Autorità è giunta alla fissazione provvisoria delle aliquote per i suddetti anni a seguito di complesse attività istruttorie condotte da CSEA a partire dal 2012, a valle della sentenza 3/2015 del Consiglio di Stato, che ha chiuso il contenzioso promosso dalla società sulle determinazioni delle aliquote tariffarie fino al 2008 e ha confermato la correttezza dell'impostazione seguita nel procedimento istruttorio da CSEA. Successivamente, con la delibera 5 marzo 2019, 77/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato, in via definitiva, le aliquote di integrazione tariffaria relative agli anni dal 2009 al 2013 per Sippic.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2016-2018, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Con la delibera 12 febbraio 2019, 46/2019/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni a CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2016-2018, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento

dispone che CSEA tenga conto, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, di una remunerazione del patrimonio netto negli anni successivi al 2015 secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 583/2015/R/com.

Le modalità di remunerazione del patrimonio netto per la determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle IEM erano state inizialmente determinate con la delibera 132/00, con cui l'Autorità aveva individuato una metodologia coerente con quella utilizzata per le determinazioni tariffarie di carattere generale, in particolare legando i parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto delle IEM ai medesimi parametri fissati dall'Autorità per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica.

Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie per le IEM, sulla base dei parametri stabiliti per i diversi periodi di regolazione dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la citata delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha operato, a valere per il periodo 2016-2021, una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, mirata all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del suddetto tasso, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi.

Con la delibera 46/2019/R/eel, dunque, l'Autorità ha dato disposizioni a CSEA affinché, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote per la corresponsione delle integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto per il periodo 2016-2018 di una remunerazione del patrimonio netto calcolata sulla base dei parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 583/2015/R/com, rinviando a un successivo provvedimento eventuali revisioni nel merito delle modalità di remunerazione del patrimonio netto delle IEM in esito alla conclusione del procedimento di riforma del sistema di integrazione tariffaria per tali imprese di cui alla delibera 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel.

Perequazione specifica aziendale di cui all'articolo 49 della delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04

Con la delibera 29 marzo 2018, 178/2018/R/eel, l'Autorità ha proceduto alla fissazione dell'importo di perequazione specifica aziendale spettante alla società Megareti (già AGSM Verona) per l'anno 2004, concludendo il procedimento avviato ai sensi della delibera 22 giugno 2004, n. 96/04.

In generale, il regime di perequazione specifica aziendale (PSA) è destinato a coprire lo scostamento dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione.

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 20 settembre 2018, 457/2018/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'Economia e delle Finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2017 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2018, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

Tale legge, all'articolo 1 comma 670, ha trasformato, a decorrere dall'1 gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato *Cassa per i servizi energetici e ambientali* (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché 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'articolo 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.

Alla luce di nuove attività affidate all'ente da parte dell'Autorità che hanno determinato un incremento dei costi di funzionamento nel corso dell'esercizio 2018, CSEA

ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del budget economico 2018 su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti l'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2018 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, l'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera 457/2018/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2017 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2018 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 2018.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Riforma degli oneri generali

Come illustrato nella *Relazione Annuale* dell'anno precedente, a partire dall'1 gennaio 2018 (delibere 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, e 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel) 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} .

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 quest'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:

- A_{3+SOS} - a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. È applicato in misura ridotta ai punti di prelievo nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde approssimativamente alla componente A_3 applicata fino al 31 dicembre 2017; si differenzia da essa in quanto sono esclusi gli oneri relativi alla incentivazione della produzione di energia elettrica

ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, che invece erano inclusi nella componente tariffaria A_3 , e che sono confluiti nella componente tariffaria A_{RIM} .

- A_{ESOS} - a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento A_{3+SOS} . È applicato solo ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde alla componente tariffaria A_e applicata fino al 31 dicembre 2017.
- $A_{91/14SOS}$ - per la riduzione dell'elemento A_{3+SOS} ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 91/14. Tale elemento (negativo) è applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.

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:

- A_{2RIM} - per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Corrisponde alla componente tariffaria A_2 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{3RIM} - per la copertura dei costi per l'incentivazione

della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Corrisponde alla quota parte della componente A3 applicata fino al 31 dicembre 2017 che non è rientrata nell'elemento A_{3^*SOS} .

- A_{4RIM} - per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (gruppo Ferrovie dello Stato). Corrisponde alla componente tariffaria A_4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{5SRIM} - per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico. Corrisponde alla componente tariffaria A_5 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{5SRIM} - per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio. Corrisponde alla componente tariffaria AS applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{uc4RIM} - per la copertura delle integrazioni alle imprese elettriche minori. Corrisponde alla componente tariffaria UC4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{uc7RIM} - per la copertura degli oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{SVRIM} - per la copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{mctRIM} - per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Corrisponde alla componente tariffaria MCT applicata fino al 31 dicembre 2017.

Per i clienti non domestici, dall'1 gennaio 2018 viene applicata la nuova struttura tariffaria trinomia (costituita da tre parti: una parte per eurocent/punto di prelievo/anno; una parte in eurocent/kWh/anno; e una parte, "variabile", in eurocent/kWh) in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210/, nonché in coerenza con la decisione C(2017) 3406 della Commissione europea.

In relazione ai clienti domestici, invece, la riclassificazione delle diverse componenti degli oneri generali nei due raggruppamenti A_{SOS} e A_{RIM} non ha avuto effetti sostanziali, essendo rimasta invariata la struttura tariffaria applicata a tali utenze per gli oneri generali.

Nelle tavole 3.1, 3.2 e 3.3 sono riportati, per tipologie di clienti e per l'anno 2018, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

TAV. 3.1 Oneri generali (non è considerato l'effetto delle agevolazioni energivori e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni)^(A)

	Tipologie	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A_{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		(TWh)	%	GW	%	n.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	51,29	19,21%	75,09	41,90%	23.606.992	64,58%	1.549,02	11,92%
	Non residenti	6,54	2,45%	19,15	10,69%	5.878.713	16,08%	949,68	7,31%
	Totale Domestici	57,82	21,66%	94,24	52,58%	29.485.704	80,66%	2.498,70	19,23%
Clienti non domestici	Clienti per illuminaz. pubblica (media e bassa tensione)	5,45	2,04%	nd	nd	nd	nd	293,90	2,26%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz.pubblica)	69,42	26,01%	51,50	28,74%	6.967.632	19,06%	4.237,76	32,62%
	Clienti di media tensione (escl. Illuminaz. pubblica)	96,29	36,07%	25,74	14,36%	101.854	0,28%	4.539,84	34,94%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	37,95	14,22%	7,74	4,32%	790	0,00%	1.421,41	10,94%
	Totale non domestici	209,11	78,34%	84,98	47,42%	7.070.276	19,34%	10.492,91	80,77%
TOTALE	266,93	100,00%	179,22	100,00%	36.555.980	100,00%	12.991,61	100,00%	

A) Il 2018 è un anno particolare, in quanto a partire dall'1 gennaio è stata applicata la riforma degli oneri generali per le utenze non domestiche, con l'applicazione di una tariffa trinomica (cfr documenti per la consultazione 255/2016/R/eel e 552/2017/R/eel e delibera 922/2017/R/eel). Inoltre nel secondo semestre 2018 l'Autorità ha adottato manovre straordinarie sugli oneri generali, con impatti differenziati tra utenti domestici e non domestici (per maggiori dettagli, vedere TAV. 3.3, nota A).

Fonte: ARERA.

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

	Tipologie	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		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	51,29	75,09	23.606.992	354,30				
	Non residenti	6,54	19,15	5.878.713	48,36				
	Totale domestici	57,82	94,24	29.485.704	402,66				
Clienti non domestici	Clienti per illuminaz. pubblica (media e bassa tensione)	5,45	nd	nd	49,40				
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz.pubblica)	69,23	51,42	6.964.065	713,85	0,19	0,08	3.568	-5,99
	Clienti di media tensione (escl. illuminaz. pubblica)	71,31	19,45	96.565	614,05	24,98	6,29	5.289	-802,29
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	10,00	1,60	470	41,66	27,96	6,14	319	-1.070,26
	<i>Gettito extra-tarifario da contributo imprese energivore in classe VAL</i>								144,45
	Totale non domestici	155,98	72,47	7.061.100	1.418,95	53,13	12,52	9.176	-1.734,09
TOTALE	213,80	166,71	36.546.804	1.821,60	53,13	12,52	9.176	-1.734,09	

A) Nel 2018 è stato anche il primo anno della riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, che si combina con quella della componente A_E (diventata l'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) che a sua volta è stata modificata dalla riforma degli oneri generali per gli utenti non domestici (cfr. TAV.3.1, nota 1). Le manovre straordinarie del II semestre 2018 hanno riguardato anche l'elemento A_{SOS} (vedere TAV. 3.3, nota A).

Fonte: ARERA.

TAV. 3.3 Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)^(A)

Tipologie	A_{SOS}					A_{RIM}			
	M€	% per pp	% per KW	% per kWh	M€	% per pp	% per KW	% per kWh	
Clienti domestici	Residenti	1.742,20	0,00%	0,00%	100,00%	161,12	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	975,93	76,47%	0,00%	23,53%	22,11	6,21%	0,00%	93,79%
	Totale Domestici	2.718,13	27,45%	0,00%	72,55%	183	0,75%	0,00%	99,25%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	326,72	0,00%	0,00%	100,00%	16,57	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz.pubblica)	4.603,99	2,61%	23,77%	73,62%	341,63	7,27%	67,46%	25,27%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	4.132,27	1,05%	9,65%	89,29%	219,32	4,52%	47,69%	47,79%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	362,35	2,12%	8,41%	89,48%	30,47	7,86%	75,38%	16,76%
	Gettito extra-tarifario da contributo imprese energivore in classe VAL	144,45							
	Totale non domestici	9.569,77	1,82%	16,17%	82,01%	607,99	6,11%	58,89%	35,00%
TOTALE	12.287,91	7,56%	12,55%	79,89%	791,21	4,87%	45,25%	49,88%	

A) Nel secondo semestre 2018 l'Autorità, al fine di mitigare l'impatto sui prezzi finali dell'energia dei forti rialzi registrati sui mercati delle commodity energetiche, ha deciso una manovra straordinaria sugli oneri generali, differenziata tra clienti domestici e non domestici. Per tutti i clienti sono state annullate le aliquote della componente tariffaria A_{RIM} , mentre per i soli utenti domestici sono state ridotte le aliquote variabili della componente A_{SOS} (compreso elemento A_{ESOS}) (cfr delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com). La differenza di trattamento tra utenti domestici e non domestici nel secondo semestre 2018 viene riassorbita nel corso del 2019 (cfr delibere 711/2018/R/com e 107/2019/R/com).

Fonte: ARERA.

La tavola 3.4 riporta, per tipologie contrattuali nell'anno 2018, 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)

Tipologie	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% per pp	% per KW	% per kWh	tot
Totale domestici	412	22,9%	2.095	45,2%	476	74,9%	48	36,6%	3.031	42,1%	18,8%	66,2%	15,0%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	39	2,1%	67	1,5%	3	0,5%	4	3,1%	113	1,6%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz. pubblica)	494	27,5%	1.645	35,5%	132	20,8%	55	41,7%	2.326	32,3%	7,3%	67,5%	25,3%	100,0%
Clienti di media tensione (escl. illuminaz. pubblica)	639	35,6%	800	17,3%	23	3,7%	23	17,8%	1.485	20,6%	4,5%	47,9%	47,6%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	213	11,9%	27	0,6%	1	0,2%	1	0,8%	243	3,4%	9,3%	77,8%	12,9%	100,0%
Totale non domestici	1.386	77,1%	2.538	54,8%	160	25,1%	83	63,4%	4.167	57,9%	6,2%	59,3%	34,5%	100,0%
TOTALE	1.797	100,0%	4.634	100,0%	636	100,0%	131	100,0%	7.197	100,0%	11,5%	62,2%	26,3%	100,0%

Fonte: ARERA.

Manovre straordinarie del secondo semestre 2018

Nei mesi precedenti l'aggiornamento tariffario per il terzo trimestre 2018, si è evidenziato uno scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodity* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con inevitabili riflessi anche sul prezzo dell'energia elettrica. Detti andamenti si riflettono sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale di tutti i clienti finali nel periodo luglio-settembre.

Con la delibera 28 giugno 2018, 359/2018/R/com, l'Autorità, ai fini di mitigare gli impatti, di entità straordinaria, della congiuntura in merito ai prezzi delle *commodity* energetiche sul costo finale dell'energia elettrica per gli utenti finali del mercato tutelato e del mercato libero, a partire dall'1 luglio 2018:

- ha annullato tutte le aliquote della componente tariffaria A_{RIM} per tutte le tipologie di utenze, sia domestiche che non domestiche;
- ha ridotto le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh della componente tariffaria A_{SOS} per tutti gli utenti domestici, in misura dell'11% rispetto a quelle in vigore al 30 giugno 2018.

La manovra comporta una riduzione di gettito delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} stimabile in oltre 460 milioni di euro, su base trimestrale, il cui impatto finanziario, in termini di riduzione delle disponibilità liquide presso CSEA, si è evidenziato nell'ultimo trimestre del 2018, in ragione dell'ordinario sfasamento temporale tra la competenza delle aliquote tariffarie e le tempistiche di versamento degli oneri a CSEA e GSE da parte delle imprese distributrici.

La misura straordinaria prevista dalla delibera 359/2018/R/com è stata adottata tenendo conto delle disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso CSEA, che risultavano adeguate su un orizzonte di breve termine. L'impatto di tale manovra sull'utente domestico tipo è stato pari a una riduzione del 6% (-3,71% derivante dall'annullamento della ARIM e -2,29% derivante dalla riduzione della ASOS) della spesa annua dell'utente domestico tipo (lordo imposte), contenendo pertanto l'aumento complessivo di tale spesa a +6,5%.

Con la delibera 7 settembre 2018, 475/2018/R/com, a fronte del protrarsi dello scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodity* energetiche a livello sia internazionale sia nazionale, l'Autorità ha mantenuto invariati al livello ridotto

applicato a partire dall'1 luglio 2018 gli oneri generali del settore elettrico.

È stata pertanto rimandata al I trimestre 2019 la definizione e l'avvio del percorso di adeguamento degli oneri, necessario per garantire il recupero del mancato gettito derivante dalle manovre straordinarie di cui alla delibera 359/2018/R/com e alla delibera 475/2018/R/com.

Detto percorso è stato adottato con la delibera 7 dicembre 2018, 711/2018/R/com, che ha aggiornato le aliquote degli oneri generali del settore elettrico e gas per il primo trimestre 2019. L'aggiornamento è stato operato tenendo conto dei margini consentiti dal fatto che lo scenario fortemente rialzista sui costi di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico registrato nei mesi precedenti agli aggiornamenti tariffari di giugno e settembre 2018 si è fortemente ridimensionato, con la conseguente riduzione del costo di approvvigionamento per tutti gli utenti. Si è tenuto inoltre conto della diversa situazione dei conti di gestione presso CSEA e dell'esigenza di riassorbire la diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivante dalle disposizioni delle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com.

Con la delibera 711/2018/R/com l'Autorità ha pertanto adeguato, a partire dall'1 gennaio 2019, le aliquote degli oneri generali del settore elettrico:

- confermando il valore delle aliquote espresse in centesimi di euro/kWh della componente tariffaria A_{SOS} per le utenze domestiche previste dalle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com;
- adeguando in leggera diminuzione (-2,91%) tutte le aliquote della componente tariffaria A_{SOS} per le utenze non domestiche al fine di riassorbire, entro la fine del 2019, gli effetti della diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivante dalle disposizioni delle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com;
- riattivando la componente tariffaria A_{RIM} per tutte le utenze, fissandone il livello in significativo rialzo (+57,80%) rispetto a quello del II trimestre 2018, onde permettere un recupero del mancato gettito senza la necessità di ulteriori aumenti nel corso del 2019.

In sede di aggiornamento del secondo trimestre 2019, tuttavia, sulla base dei dati più aggiornati disponibili, si è evidenziato che la manovra adottata con la delibera 711/2018/R/com non è sufficiente a riassorbire, entro la fine del 2019, gli effetti della diversità di trattamento tra

utenti domestici e non domestici realizzati nel corso del secondo semestre 2018 per effetto delle disposizioni delle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com. Per raggiungere detto obiettivo, si è rivelato pertanto necessario procedere nel corso del 2019 a un'ulteriore modifica delle aliquote variabili della componente tariffaria A_{SOS} applicate ai soli utenti domestici.

Si è inoltre evidenziato che la manovra adottata con la delibera 711/2018/R/com, di riattivazione con significativo aumento, della componente tariffaria A_{RIM} , non è sufficiente a sanare completamente gli effetti di disallineamenti tra oneri e gettito di competenza in capo ai conti A_2 (*decommissioning* impianti elettronucleari, tenuto conto anche delle erogazioni annue a favore del bilancio dello Stato ai sensi di quanto previsto dalle leggi finanziarie 2005 e 2006), A_4 (regime tariffario speciale di RFI - Rete Ferroviaria Italiana, in relazione alle modifiche del perimetro di tale regime intervenute, con effetto retroattivo, con la legge 20 novembre 2017, n. 167) e A_5 (bonus sociale, in relazione all'effetto cumulato di lievi disallineamenti tra oneri e gettiti di competenza evidenziatisi in anni precedenti).

Con la delibera 26 marzo 2019, 107/2019/R/com l'Autorità ha pertanto aumentato, a partire dall'1 aprile 2019, le aliquote variabili della componente tariffaria A_{SOS} per i soli utenti domestici, lasciando invariate le aliquote della componente tariffaria A_{SOS} per gli altri utenti, con l'obiettivo di riassorbire, entro la fine del 2019, gli effetti della diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivante dalle disposizioni delle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com, tenuto conto anche del peggioramento del fabbisogno del conto A_3 . Con la delibera 107/2019/R/com l'Autorità ha altresì adeguato in aumento gli elementi A_{2RIM} , A_{4RIM} e A_{5RIM} della componente tariffaria A_{RIM} . Con la medesima delibera 107/2019/R/com l'Autorità ha anche adeguato provvisoriamente in aumento l'elemento A_{UC7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} . Ciò in relazione allo stato di sofferenza complessivo dei conti relativi alla promozione dell'efficienza energetica, soprattutto per il settore gas, per il quale tuttavia è previsto un approfondimento in relazione all'applicazione della componente tariffaria RET.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (conto A_2)

Con la delibera 25 maggio 2017, 381/2017/R/eel, al fine di proseguire nel monitoraggio dell'avanzamento delle attività di smantellamento e dare evidenza in modo trasparente dell'andamento della commessa nucleare, l'Autorità ha esteso l'efficacia delle disposizioni dei Criteri di efficienza economica del secondo periodo regolatorio (scaduto il 31 dicembre 2016) anche all'anno 2017. Con la delibera 20 settembre 2018, 459/2018/R/eel, l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari per l'anno 2017.

Con la comunicazione 16 novembre 2017 la Sogin ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare, ai fini della definizione dei Criteri di efficienza economica per il nuovo periodo regolatorio. Con la medesima comunicazione la Sogin ha richiesto il prolungamento dell'applicazione dei Criteri di efficienza economica previsti per il secondo periodo regolatorio anche all'anno 2018.

L'analisi del programma a vita intera presentato da Sogin ha evidenziato, in merito ai tempi e ai costi previsti per la commessa nucleare, diversi profili che necessitano di ulteriore approfondimento. La fattibilità del programma, inoltre, dipende anche dalla risoluzione di alcune importanti criticità esogene, tra cui in primo luogo la realizzazione del Deposito nazionale per i rifiuti radioattivi, nonché l'adeguatezza delle risorse dell'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN).

Il programma a vita intera è stato sottoposto a una *peer review* internazionale nell'ambito dei servizi Artemis dell'Agenzia internazionale dell'energia atomica (IAEA) che ne ha, da una parte, riscontrato la conformità agli standard internazionali sia per la cura e la manutenzione degli impianti, che per le tecnologie utilizzate e il processo di stima dei costi, ma ha anche individuato aree di possibile miglioramento per la gestione della commessa nucleare, formulando raccomandazioni e suggerimenti per Sogin e, di tipo più ampio, connesse ai profili di *governance* complessiva del processo e di adeguatezza del quadro normativo di riferimento e, dunque, rientranti nell'ambito delle competenze del Governo nazionale.

Con la delibera 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel, pertanto, l'Autorità ha richiesto a Sogin di integrare e/o rettificare, ove necessario, entro il 30 giugno 2019, il programma a vita intera presentato con la comunicazione

16 novembre 2017, includendo un aggiornamento generale in relazione alle principali criticità esogene tuttora in corso nonché in relazione a diverse raccomandazioni contenute nella *peer review*.

Ancora con la delibera 606/2018/R/eel, l'Autorità, al fine di garantire a Sogin la copertura finanziaria necessaria per adempiere ai propri obblighi attinenti alla sicurezza nucleare, ha previsto per gli anni 2018 e 2019 una sostanziale estensione dei Criteri di efficienza economica in vigore nel secondo periodo di regolazione.

In relazione all'anno 2018, con riferimento agli ulteriori ritardi nell'avanzamento delle attività di *decommissioning* previsti nel medesimo programma e alle numerose richieste di ulteriori slittamenti per le milestone, l'Autorità ha sospeso il meccanismo di premio/penalità, pur prevedendo di fissare un elenco di milestone per il medesimo anno (basato sulla proposta di Sogin) ai fini di proseguire nel monitoraggio dell'avanzamento della commessa nucleare.

In relazione all'anno 2019, l'Autorità si è riservata di adottare ulteriori misure per rafforzare la regolazione della commessa nucleare, anche a seguito di approfondimenti tecnici con ISIN in relazione alle priorità di sicurezza nucleare, inclusi eventuali meccanismi di penalità per mancato raggiungimento di obiettivi minimi di avanzamento delle attività di *decommissioning* e/o di potenziamento sul controllo dell'economicità e efficienza delle attività non commisurate all'avanzamento.

Con la medesima delibera 606/2018/R/eel, l'Autorità ha provveduto pertanto al riconoscimento a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2018, nonché alla fissazione delle relative *milestone*. Da segnalare, infine, è che anche nel corso del 2018 non si sono registrati progressi nel processo per l'individuazione del sito che ospiterà il Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi.

Oneri in capo al conto A_3

Nell'anno 2018 si è registrata una significativa riduzione degli oneri posti in capo al conto A_3 per l'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, diminuiti di circa 1 miliardo di euro rispetto all'onere di competenza 2017. Per il 2019 ad oggi si prevedono oneri confrontabili con quelli del 2018.

Per la parte relativa agli oneri per l'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, pertanto, risulta ormai sanato il

deficit pregresso del conto A_3 .

A partire dalla competenza 2018, sul conto A_3 gravano anche gli oneri per l'agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica. La riforma degli oneri generali a partire dall'1 gennaio 2018 prevede infatti che l'ex componente A_E (che finanzia le agevolazioni alle imprese energivore) venga sostituita dalle differenze nei livelli tariffari della componente A_{SOS} : da una parte l'elemento A_{3+SOS} viene applicato direttamente dai distributori/venditori in maniera scontata per i beneficiari delle agevolazioni, dall'altra tutti gli utenti non energivori (inclusi tutti i clienti domestici), oltre a pagare la aliquota della A_{3+SOS} in misura piena, pagano anche la componente A_{ESOS} a copertura degli sconti di cui sopra (cfr. paragrafo precedente "Riforma degli oneri generali").

In seguito all'eliminazione della componente A_E , rimangono in capo al conto A_3 anche i disallineamenti registrati negli anni precedenti tra oneri per le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica e il gettito della componente A_E . Ciò in particolare in relazione all'anno 2016, durante il quale la componente A_E era stata annullata (nelle more della decisione della Commissione europea sugli aiuti di stato).

Con la delibera 29 marzo 2018, 172/2018/R/com, pertanto l'elemento A_{ESOS} è stato adeguato in aumento al fine di compensare entro la fine del 2019 i disallineamenti tra oneri e gettito di competenza registrati nel periodo precedente all'anno 2018.

Non sono ancora stati sanati invece i disallineamenti tra gli oneri di competenza 2018 e il gettito del medesimo elemento A_{ESOS} : le stime aggiornate (sulla base dei risultati della raccolta dati sul portale CSEA messo a disposizione dal 15 maggio 2018 fino al 9 luglio 2018) confermano sostanzialmente il valore complessivo di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia elettrica di competenza 2018, inizialmente stimato pari a circa 1,7 miliardi di euro dal Ministero per lo sviluppo economico, a fronte di aliquote dell'elemento A_{ESOS} fissate a partire dall'1 gennaio 2018 con un obiettivo di gettito pari a 1,5 miliardi di euro (cfr. delibera 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com). Anche nel corso del 2018 il conto A_3 ha goduto di una buona situazione finanziaria, in quanto beneficia ancora delle modalità di pagamento stabilite dal GSE per gli incentivi di cui all'articolo 24, comma 5, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (come attuato dall'articolo 19 del decreto interministeriale 6 luglio 2012), diversi dal ritiro a tariffa fissa

TAV. 3.5 Dettaglio degli oneri in capo al conto A_3 - Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2017		2018	
	Valore	Quota %	Valore	Quota %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 ^(A)	231	1,85%	104	0,90%
Ritiro certificati verdi	137	1,09%	106	0,91%
Conversione CV in incentivi ^(A)	3.217	25,73%	3.006	25,89%
Fotovoltaico	6.353	50,81%	5.806	50,02%
Ritiro dedicato	18	0,14%	6	0,05%
Tariffa onnicomprensiva	1.810	14,47%	1.823	15,70%
Scambio sul posto	139	1,12%	93	0,80%
FER incentivi amministrati	394	3,15%	462	3,98%
Altro	1	0,01%	24	0,21%
Totale rinnovabili	12.300	98,37%	11.430	98,46%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	180	1,44%	159	1,37%
Oneri CO ₂ assimilate	24	0,19%	20	0,17%
Copertura certificati verdi assimilate	–	–	–	–
Risoluzione CIP6	–	–	–	–
Totale assimilate	204	1,63%	179	1,54%
TOTALE ONERI A_3	12.505	100,00%	11.609	100,00%

A) Includono anche parti residuali non strettamente afferenti alle fonti rinnovabili.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

onnicomprensiva. La situazione favorevole potrebbe però essere destinata a terminare, anche in relazione ad alcuni contenziosi in cui i giudici amministrativi di primo grado hanno annullato atti del GSE in tema di tempistiche di pagamento degli incentivi.

La buona liquidità del conto A_3 , nonché la stabilizzazione del fabbisogno economico del conto A_3 in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, ha consentito di sostenere la riduzione di gettito della componente A_{SO5} in relazione agli utenti domestici derivante dalle manovre straordinarie adottate nel secondo semestre 2018, nonché la riduzione delle aliquote della medesima componente A_{SO5} per gli utenti non domestici decisa a partire dall'1 gennaio 2019 (cfr. paragrafo precedente "Manovre straordinarie del secondo semestre 2018").

La tavola 3.5 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2018 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2017.

Graduale revisione delle tariffe domestiche

Nella precedente *Relazione Annuale* era stato illustrato come, con la delibera 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel, l'Autorità avesse ritenuto opportuno, sulla base di esplicite risoluzioni parlamentari e richieste pervenute dal Governo, differire dall'1 gennaio 2018 all'1 gennaio 2019 il terzo passo del percorso triennale di graduale attuazione della riforma tariffaria, definito con la delibera dicembre 2015, 582/2015/R/eel e avviato l'1 gennaio 2016.

In particolare, la delibera 867/2017/R/eel aveva previsto di mantenere invariata per l'anno 2018 la differenziazione su due scaglioni di consumo delle aliquote dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema, al fine di evitare che sui clienti domestici con minori consumi annui si potessero cumulare gli incrementi di spesa legati, da un lato, al completamento della riforma tariffaria e, dall'altro, dalla revisione delle agevolazioni per le imprese energivore. Tuttavia, come già illustrato nei precedenti paragrafi relativi alla "Riforma oneri generali" e "Manovre straordinarie del secondo semestre 2018", nel corso del secondo semestre 2018 è risultato necessario attuare manovre straordinarie relative alle aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, al fine di contrastare gli aumenti di spesa

TAV. 3.6 Sintesi dei dati relativi al numero e all'entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei dodici mesi analizzati (1 aprile 2017-31 marzo 2018)

	RICHIESTE PRESENTATE		POTENZE IMPEGNATE (kW)		
	Numero	%	Prima	Dopo	Variazione
Variazioni negative	22.051	14%	111.463	66.022	-45.441
Variazioni positive	131.812	86%	376.591	625.844	249.250
TOTALE	153.863	100%	488.054	691.867	203.809

Fonte: ARERA.

derivanti dallo scenario fortemente rialzista sui prezzi delle commodity energetiche registrato nei mesi precedenti.

Con l'approssimarsi dell'aggiornamento tariffario dall'1 gennaio 2019, l'Autorità ha constatato che l'attuazione contemporanea sia del terzo passo della riforma tariffaria (eliminazione della progressività degli oneri generali per i clienti domestici) sia dell'avvio del percorso di recupero degli oneri applicati in modo ridotto nel secondo semestre 2018 avrebbe di fatto indotto una impropria redistribuzione di gettiti tra due gruppi di clienti domestici: a seguito del superamento della struttura tariffaria a scaglioni, gli oneri aggiuntivi per recupero delle riduzioni applicate nel 2018 avrebbero pesato maggiormente sui clienti con bassi consumi di energia rispetto agli altri clienti domestici, in modo cioè non proporzionato rispetto alla distribuzione delle riduzioni di spesa godute nell'anno precedente.

Per fare in modo che la fase di recupero degli oneri avvenisse (nel 2019) con la medesima struttura tariffaria vigente nel periodo di applicazione delle riduzioni applicate nel secondo semestre 2018, con la delibera 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel, l'Autorità ha infine ritenuto opportuno differire ulteriormente il completamento della riforma dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per gli utenti domestici prevedendo di mantenere, fino al 31 dicembre 2019, la struttura tariffaria a due scaglioni vigente nel 2018.

Tale differimento non ha tuttavia interessato i corrispettivi inerenti la componente $DISP_{BT}$ (applicabile ai clienti domestici per le forniture di elettricità presso la propria abitazione di residenza anagrafica), per i quali l'Autorità ha dunque attuato il previsto superamento della struttura progressiva. Con il medesimo provvedimento, è stata altresì estesa per un ulteriore anno l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che avessero in passato aderito alla sperimentazione tariffaria dedicata alle famiglie che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione principale.

Agevolazioni per le variazioni di potenza impegnata

Come già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*, dall'1 gennaio 2017, con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono anche stati attuati interventi volti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite ricerca del livello di potenza contrattualmente impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi a decorrere dall'1 aprile 2017 dei costi associati a ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale). Dopo i primi dodici mesi di applicazione delle agevolazioni sui contributi, la Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell'Autorità ha richiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentanti il 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra l'1 aprile 2017 e il 31 marzo 2018.

Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 154.000 (con una media di circa 13.000 al mese), con un picco di 15.000 nel mese di gennaio 2018; tali operazioni riguardano circa 152.000 clienti, pari a circa 1 cliente ogni 200 clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese; oltre 2.000 clienti hanno invece presentato due o più richieste. Rispetto al numero di analoghe richieste presentate prima dell'entrata in vigore delle agevolazioni, si registra un incremento medio del 4%, anche se tale valore risulta fortemente variabile da impresa a impresa.

Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 6 richieste su 7 sono per aumentare la potenza impegnata (cfr TAV. 3.6). Analogo rapporto vale anche in termini di kW, poiché l'entità media di una riduzione è sostanzialmente pari a quella di un incremento (2 kW).

Complessivamente, dunque, la potenza impegnata totale è cresciuta in dodici mesi di oltre 200 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza del gruppo di POD interessati (+41,8%, cfr. tavola 3.6), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a poco più dello 0,2% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW).

In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste dai clienti domestici analizzati, è interessante osservare che pochissime sono state le richieste di riduzione di 0,5 kW (ad esempio per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà del campione ha richiesto di aumentare la propria potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW (tipicamente da 3 a 6 kW).

Alla luce dell'utilizzo ancora molto modesto delle opportunità offerte dalle suddette agevolazioni introdotte dall'1 aprile 2017, con la delibera 27 dicembre 2018, 671/2018/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviarne la scadenza dal 31 marzo al 31 dicembre 2019.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Con le precedenti *Relazioni Annuali* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità riguardante sia la prima applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia definite in attuazione dell'articolo 39, comma 3 del decreto legge n. 83/12, così come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134, nel quadro del "vecchio regime", rimasto in vigore fino al 31 dicembre 2017; sia di quanto previsto dall'articolo 19, comma 2, della legge 167/17 e dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 nell'ambito del "nuovo regime", armonizzato con le disposizioni comunitarie in materia ed entrato in vigore dall'1 gennaio 2018.

Nel corso del 2018 sono stati effettuati importanti interventi, necessari sia per il completamento delle attività legate al vecchio regime basato su un sistema di rimborso delle agevolazioni *ex-post* da parte di CSEA, sia per l'avvio del nuovo sistema di agevolazioni, regolato dalla delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, in cui alle imprese energivore viene applicato *ex-ante* un livello ridotto di oneri generali in coerenza con la nuova struttura tariffaria degli oneri generali (cfr. paragrafo precedente "Riforma

degli oneri generali").

Con la delibera 29 marzo 2018, 181/2018/R/eel, sono state definite norme attuative per consentire a CSEA di procedere all'erogazione delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia di competenza degli anni 2016 e 2017 e agli altri adempimenti istruttori connessi. Con la sopracitata delibera 181/2018/R/eel, l'Autorità ha anche dato disposizioni a CSEA per l'apertura del portale *on-line* ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti l'effettiva sussistenza dei requisiti per le imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2017, prevedendo di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling di provvedere, con propria determina, alla pubblicazione dei valori tariffari che CSEA utilizza per il calcolo delle agevolazioni e per la verifica delle sovracompensazioni.

In attuazione della suddetta delibera, con la determina, 27 settembre 2018, 13/2018- DIEU, sono stati fissati i parametri di costo di riferimento dell'energia che fanno riferimento (per entrambi i regimi) all'anno 2017, ma che sono parzialmente diversi, in quanto per il vecchio regime il costo per l'alta e altissima tensione tiene conto dell'aliquota massima delle componenti A (si ricorda che fino al 2017 le aliquote della componenti A erano scaglionate), mentre per il "nuovo regime" tiene conto di una aliquota media. Nella determinazione DIEU 13/2018 sono fissati altresì i valori di riferimento necessari al fine di controllare che le agevolazioni per il vecchio regime da riconoscere per l'anno 2017 non comportino una sovracompensazione come previsto dal Piano di adeguamento approvato dalla Commissione europea con la decisione C(2017) 3406.

Di seguito la tavola 3.7 riporta la stima dell'ammontare delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014, 2015, 2016 e 2017 e della raccolta della componente A_e che finanzia tali agevolazioni.

TAV. 3.7 Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014, 2015, 2016 e 2017 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_e

	MILIONI DI EURO (COMPETENZA)				ENERGIA (TWH/ANNO)			
	2014	2015	2016	2017*	2014	2015	2016	2017**
Agevolazioni								
Imprese energivore MT	-308,2	-324,4	-332,7	-269,2	24,2	24,4	23,3	nd
Imprese energivore AT/AAT	-288,9	-292,4	-315,9	-255,1	27,8	28,1	27,1	nd
TOTALE	-597,1	-616,9	-648,6	-524,2	52,1	52,5	50,3	nd
Contributo A_e (non energivori)								
BT domestici	201,5	168,6	0,0	143,0	58,8	59,9	58,0	nd
BT non domestici	297,4	261,3	0,0	18,9	63,6	67,9	67,3	nd
IP (BT e MT)	26,4	21,8	0,0	245,2	6,1	6,1	6,0	nd
MT non energivori	270,5	223,6	0,0	205,9	69,5	69,9	69,4	nd
AT non energivori	5,7	13,2	0,0	12,9	5,7	8,5	9,2	nd
TOTALE	801,5	688,6	0,0	625,8	203,7	212,3	209,9	nd

I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

(*) stima dell'Autorità su volumi anni precedenti.

(**) non si dispone di dati ancora attendibili in relazione ai volumi energivori 2017.

Fonte: CSEA/ARERA.

Ai sensi di quanto previsto dalla delibera 921/2017/R/eel l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, come disciplinato dal decreto 21 dicembre 2017, a partire dall'1 gennaio 2018, in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dall'Autorità dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico (definita dalla delibera 481/2017/R/eel).

La medesima delibera 921/2017/R/eel dettaglia nell'Allegato A le disposizioni per CSEA, valide sia per il periodo transitorio (ossia la fase di prima applicazione nel 2018) che per la situazione a regime, con riferimento alla raccolta dati, alla predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica, all'assegnazione alle medesime imprese delle varie classi di agevolazioni e al controllo dei dati al fine della verifica dei requisiti delle imprese.

Al fine di fornire un quadro di riferimento completo alle imprese a forte consumo di energia elettrica con la delibera 17 maggio 2018, 285/2018/R/eel, l'Autorità ha definito alcune disposizioni attuative necessarie per completare il quadro regolatorio di riferimento come previsto dal punto 6, lettere da a) a d), della delibera 921/2017/R/eel e ha previsto, tra l'altro, di integrare le disposizioni in merito all'assegnazione nel periodo transitorio di una classe di agevolazione provvisoria per il 2018 di cui all'articolo 11 dell'Allegato A alla delibera 921/2017/R/eel nel caso di necessità istruttorie.

Con la delibera 14 giugno 2018, 339/2018/R/eel, l'Autorità ha prorogato, al 9 luglio 2018, il termine di conclusione della raccolta delle dichiarazioni delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2018, sia per le imprese costituite in annualità precedenti al 2017 sia per le imprese costituite nel 2017, termine decorso il quale le imprese che non avevano presentato la dichiarazione non avrebbero potuto essere incluse nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno di competenza 2018.

Nel corso del 2018 CSEA ha reso disponibile un Portale *on-line* ai fini della creazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2018 (dal 15 maggio 2018 fino al 9 luglio 2018), primo anno del nuovo regime delle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto 21 dicembre 2017 e per l'anno 2019 (dal 28 settembre 2018 fino al 12 novembre 2018), secondo anno del nuovo regime.

In prima attuazione era stato previsto, per il solo anno 2018, l'assegnazione, a ciascuna impresa a forte consumo di energia, di una classe provvisoria di agevolazione calcolata sulla base dei dati a disposizione di CSEA, salvo effettuare le necessarie integrazioni dei dati mancanti per determinare la classe definitiva di agevolazione valevole per l'intero anno 2018 e fermo restando il successivo conguaglio, in funzione del livello di agevolazione definitivamente assegnato.

Con la delibera 11 dicembre 2018, 644/2018/R/eel,

l'Autorità, anche alla luce degli elementi acquisiti in esito al riconoscimento delle agevolazioni per l'anno 2018, ha integrato le precedenti disposizioni per le imprese energivore, estendendo il concetto di classe provvisoria di agevolazione anche per il riconoscimento delle agevolazioni del 2019 e degli anni seguenti, allo scopo di evitare discontinuità nei passaggi d'anno: e ha fissato comunque un termine per il riconoscimento delle agevolazioni 2018 e per il completamento della documentazione richiesta in sede istruttoria, decorso il quale CSEA potrà escludere le imprese dall'elenco delle energivore, e i distributori dovranno pertanto poi procedere ai necessari conguagli.

La richiamata delibera dispone inoltre – in ragione della particolare complessità delle varie raccolte di dichiarazioni che si sono susseguite nel corso del 2018 – che CSEA proceda alla riapertura straordinaria del portale nel corso del 2019, ai fini dell'inserimento nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica aventi titolo per gli anni 2017, 2018 e 2019, con una finestra temporale di almeno 15 giorni e non superiore a 30 giorni per tale raccolta straordinaria.

Nel paragrafo relativo alla riforma oneri generali è già stato illustrato come a partire dall'1 gennaio 2018 la componente A_E che ha finanziato le agevolazioni riconosciute ai clienti energivori agevolati fino a tutto l'anno 2017, sia diventata una componente implicita (che viene comunque evidenziata, per trasparenza, nella relazione tecnica ai provvedimenti di aggiornamento trimestrale); pertanto la componente A_{SOS} a carico dei clienti non agevolati include la quota parte necessaria a coprire il mancato gettito derivante dagli sconti applicati ai clienti agevolati.

A differenza del vecchio regime che prevedeva un onere complessivo di agevolazioni di circa 600 milioni di euro/anno, il nuovo regime prevede agevolazioni con un peso complessivo molto superiore, passando a un onere complessivamente di circa 1,75-1,8 miliardi di euro/anno, stimato dall'Autorità sulla base delle dichiarazioni presentate a CSEA nel corso del 2018 (incluse quindi le imprese energivore "nuove") a sostanziale conferma di quanto inizialmente previsto (cfr. paragrafo precedente "Oneri in capo al conto A_3 ").

La stima dell'impatto della misura è riconducibile ad alcuni aspetti principali del nuovo regime energivori, che prevede, in particolare:

- agevolazioni solo sulla quota parte degli oneri riconducibili al sostegno delle fonti rinnovabili;

- abbassamento della soglia minima di accesso da 2,4 GWh/anno (vecchio regime) a 1 GWh/anno con l'inclusione nelle agevolazioni anche dell'energia prelevata in bassa tensione, in precedenza esclusa;
- requisiti di accesso più selettivi, basati su liste chiuse di codici di attività (ATECO/NACE) contenute negli allegati alle Linee guida europee, ma che prevedono comunque l'ammissione dei soggetti energivori già presenti negli elenchi energivori del "vecchio regime" per gli anni 2013-2014;
- valutazione dell'indice di intensità elettrica non solo rispetto al fatturato (FAT, come nel vecchio regime) ma anche rispetto al Valore aggiunto lordo (VAL) creando due distinte forme di agevolazione in cui:
 - l'agevolazione VAL è riservata alle imprese con codice ATECO/NACE corrispondente a uno dei settori individuati negli allegati alle Linee guida europee e *electro-intensity* (intensità di costo dell'energia elettrica consumata rispetto al Valore aggiunto lordo superiore al 20% e consiste nell'azzeramento della componente A_{SOS} per il supporto alle rinnovabili; l'impresa deve versare un contributo fissato dal decreto 21 dicembre 2017 in relazione valore aggiunto lordo fino a un valore minimo dello 0,5% del VAL rendendo il costo sostenuto per il finanziamento alle rinnovabili esclusivamente funzione del proprio risultato aziendale;
 - l'agevolazione FAT è riservata alle imprese che non accedono alla agevolazione VAL e consiste in uno sconto sulla componente A_{SOS} graduato in relazione all'indice di intensità di costo dell'energia elettrica rispetto al fatturato.

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 28 febbraio 2019 l'energia complessivamente agevolata nel 2018 è pari a poco più di 53 TWh, per un totale di oltre 9.000 punti di prelievo (di cui oltre 3.500 in bassa tensione con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione - tavola 3.8).

Nella stima dell'onere complessivo del nuovo regime per il 2018 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 28 febbraio 2019) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.451 imprese (su 3.486) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 78% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.035 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 22% del volume di agevolazioni (tavola 3.9).

TAV. 3.8 Energia agevolata e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2018

TIPOLOGIE	PUNTI DI RILIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	(%)	(TWh)	(%)
Bassa tensione	3.502	38,6%	623	1,2%
Media Tensione	5.253	57,9%	24.661	46,0%
Alta e Altissima tensione	321	3,5%	28.327	52,8%
TOTALE	9.076	100,0%	53.611	100,0%

Fonte: ARERA. Stime su dati CSEA e SII.

TAV. 3.9 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{505} nel 2018

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	(%)
FAT 1	1920	375,4	21,1%
FAT 2	67	9,8	0,6%
FAT 3	48	9,0	0,5%
VAL x	1451	1382,3	77,8%
TOTALE	3486	1776,4	100,0%

Fonte: ARERA. Stime su dati CSEA.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

Con il parere 18 dicembre 2018, 674/2018/l/eel, l'Autorità ha formulato e pubblicato la propria valutazione sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi nei mesi di giugno e luglio 2018, che ha previsto anche l'organizzazione di una sessione pubblica di discussione, tenuta il 2 luglio presso la sede di Terna a Roma.

Tale sessione ha seguito la consolidata modalità di svolgimento dell'evento pubblico (preceduto da quesiti dei soggetti interessati, cui Terna fornisce risposte e osservazioni nello stesso evento, in aggiunta a una presentazione generale del Piano).

L'Autorità, nella propria valutazione sullo schema di Piano di sviluppo 2018, oltre a sottolinearne il continuo miglioramento, confermato anche dai *feedback* positivi di vari *stakeholder*, e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, ha rilasciato il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del

Ministro dello sviluppo economico, a 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;
- l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia confermato "in valutazione", nell'attesa di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- 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", alla luce della condizionalità indicata da

Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;

- il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria sia posto "in valutazione/allo studio", per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente "da definire" e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell'altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
- le otto proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN elencate a pagina 34 dello schema di Piano 2018 siano stralciate, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello Sviluppo

Economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo;

Infine, l'Autorità ha considerato parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo 2018 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:

- PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
- PCI Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
- interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
- interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT).

Valutazione della coerenza con il piano di sviluppo comunitario e relativo monitoraggio

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP):

- nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (Parere 18 dicembre 2018, 674/2018/1/eel);
- in sede di proprio contributo all'opinione di ACER (prevista nel secondo trimestre 2019) sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018.

Inoltre, l'Autorità ha fornito i propri contributi al monitoraggio ACER sul TYNDP europeo, le cui risultanze sono riportate nell'Opinione ACER 06/2019 del 15 gennaio 2019.

Si segnala come principale risultato di tale monitoraggio che una percentuale non trascurabile (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risultano in ritardo, principalmente a causa di problematiche in sede autorizzativa.

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Regolamenti europei per il mercato elettrico

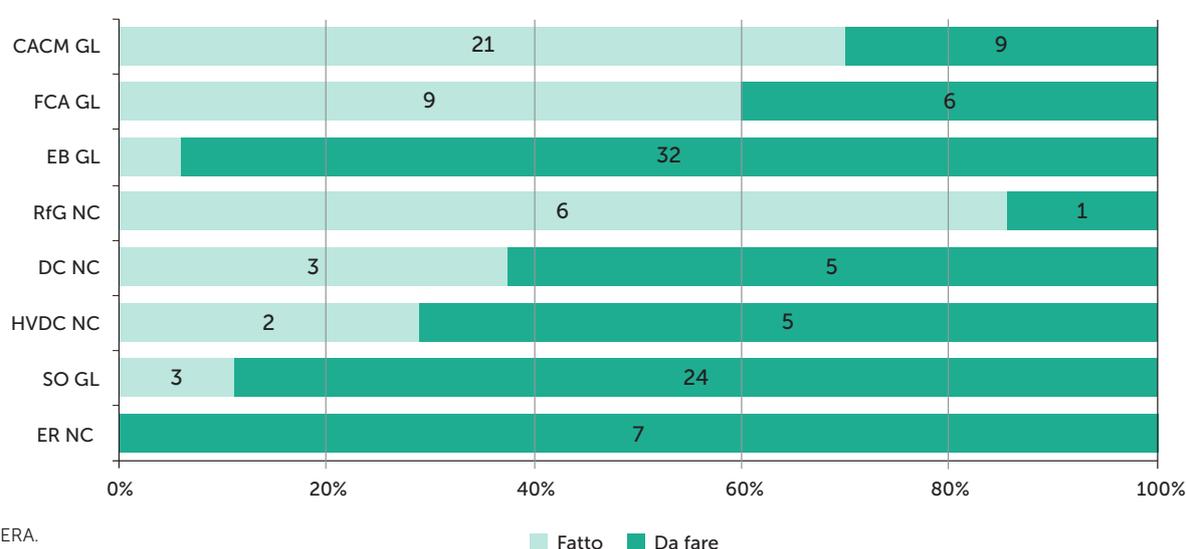
I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il regolamento (CE) 714/2009, in coerenza con il regolamento per il mercato elettrico del c.d. Terzo pacchetto, ne ha

definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione, che si è concluso nel 2017. 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 3.10.

TAV. 3.10 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	CACM GL (Capacity Allocation and Congestion Management Guideline)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	FCA GL (Forward Capacity Allocation Guideline)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	EB GL (Electricity Balancing Guideline)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	RfG NC (Requirements for Generators Network Code)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	DCC NC (Demand Connection Network Code)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	HVDC NC (High Voltage Direct Current Network Code)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	SO GL (System Operation Guideline)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	ER NC (Emergency and Restoration Network Code)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA. Stime su dati CSEA.

FIG. 3.1 Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia

Fonte: ARERA.

I regolamenti si distinguono in Codici di Rete (NC) e Linee guida o Orientamenti (GL): i primi identificano primariamente regole direttamente implementabili a livello nazionale mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (o 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 (o orientamento) prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (appunto le metodologie) a cura dei gestori di rete (*Transmission System Operator* - TSO) e/o dei gestori di mercato designati (*Nominated Electricity Market Operator* - NEMO) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppur in misura

minore e limitatamente ad aspetti molto di dettaglio.

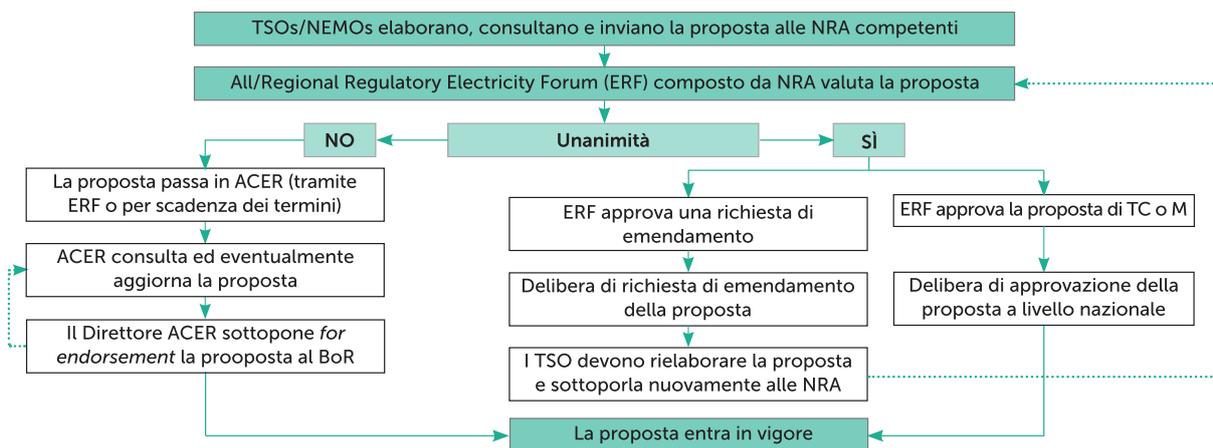
Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL, per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida (o orientamenti) e codici di rete. La figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2018: la maggioranza delle metodologie attiene ai regolamenti adottati in forma di linee guida (o orientamenti), mentre i codici di rete ricorrono a questo strumento di ulteriore normazione in modo decisamente più limitato. Risulta altresì evidente come le attività da compiere siano ancora significative: ad esempio per il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, al momento sono state approvate solo due metodologie, mentre ne rimangono pendenti ancora 32, solamente per alcune delle quali, si presume una decisione finale entro il 2019.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato, passando dalla dimensione paneuropea a quella regionale o nazionale. Le decisioni a livello paneuropeo coinvolgono tutte le autorità di regolazione dell'Unione europea e sono adottate nell'ambito di una piattaforma di cooperazione denominata *Energy Regulators' Forum* (ERF), cui sono ammessi in qualità di osservatori l'autorità di regolazione norvegese e ACER, ma non la Commissione europea. Diverse metodologie relative ai regolamenti CACM GL e FCA GL sono riferite alle Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione 06/2016. 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*. Per le decisioni assunte con riferimento alle CCR *Italy North* e *Greece - Italy* l'Autorità si è fatta promotrice della costituzione (avvenuta nel 2017) di piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF, *Italy North Energy Regulators' Regional Forum*, e GIERRF, *Greece - Italy Energy Regulators' Regional Forum*). Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che saranno 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 tal proposito l'Italia è inclusa nell'area sincrona Continental Europe. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle

metodologie coinvolte: si passa, infatti, 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. La cooperazione per le aree sincrone e per i perimetri specifici previsti dal regolamento EB GL è usualmente definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

Le decisioni delle autorità di regolazione in merito alle metodologie di carattere paneuropeo o regionale devono essere prese all'unanimità, indipendentemente dal perimetro geografico cui le metodologie si riferiscono. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO oppure nella richiesta di emendamenti. Nel primo caso, ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la metodologia, mentre nel secondo caso istruisce i relativi TSO e/o NEMO, rispettivamente Terna e GME nel caso italiano, al fine di emendare la proposta. In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER che, dopo consultazione con le parti interessate, finalizza il testo e lo approva (previo parere positivo del *Board of Regulators* che si esprime a maggioranza qualificata dei due terzi. Il processo complessivo è sintetizzato nello schema di figura 3.2. In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, tale processo potrebbe richiedere fino a un massimo di ventidue mesi; in realtà, ad oggi si sono verificati processi anche più lunghi legati a plurime richieste di modifica da parte delle autorità di regolazione.

FIG. 3.2 Schema di approvazione delle metodologie europee o regionali



Codici di mercato

Per quanto attiene i codici di mercato il 2018 ha visto l'Autorità coinvolta sia a livello paneuropeo sia a livello regionale. Nel seguito sono presentati, distinti per ciascun codice, i principali interventi occorsi nel 2018, unitamente al loro inquadramento nell'ambito dell'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo.

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 (orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione alle frontiere con Francia, Austria, Slovenia e Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali; per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC e CCP) in coerenza con quanto deciso al riguardo nel corso del 2017. Nel corso del 2018 gli interventi dell'Autorità per l'implementazione di questo regolamento hanno visto l'approvazione della metodologia per la predisposizione del modello comune della rete europea sugli orizzonti temporali di lungo termine (delibera 5 luglio 2018, 378/2018/R/eel) e l'aggiornamento delle regole specifiche di allocazione relative alla frontiera con la Grecia, addizionali rispetto alle regole generali valevoli a livello europeo (delibera 5 dicembre 2018, 634/2018/R/eel). L'Autorità ha altresì partecipato al Tavolo europeo per la definizione dei criteri di ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocazione dei diritti di trasmissione, con la predisposizione della relativa richiesta di emendamenti (approvata dal tavolo europeo a fine novembre 2018 e ratificata dall'Autorità a inizio 2019 con la delibera 15 gennaio 2019 5/2019/R/eel). Infine, il 2018 ha visto l'Autorità aggiornare, in accordo bilaterale con le autorità di regolazione dei paesi confinanti, le regole di nomina dei diritti di trasmissione di lungo termine (delibere 11 aprile 2018, 267/2018/R/eel, per le frontiere con Svizzera, Francia, Austria e Slovenia, e 26 luglio 2018, delibera 410/2018/R/eel, per la frontiera con la Grecia).

Capacity allocation and congestion management (CACM)

Con l'entrata in vigore del regolamento CACM, è divenuto obbligatorio per i gestori di rete europei allocare la capacità

di interconnessione elettrica transfrontaliera negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero, secondo i meccanismi del *market coupling* (*single day ahead coupling*, SDAC, per il giorno prima; *intraday coupling*, IDC, per l'orizzonte infragiornaliero). Il funzionamento di tali meccanismi richiede la cooperazione dei gestori di rete e dei gestori di mercato nello svolgimento dei rispettivi compiti di natura operativa, così come specificamente previsto dall'articolo 10 del regolamento CACM.

Prima dell'entrata in vigore del regolamento CACM, si sono sviluppate iniziative volontarie di *market coupling* in ambiti regionali, sia per il mercato del giorno prima che per il mercato infragiornaliero. In particolare, per quanto riguarda il mercato infragiornaliero, i gestori di rete e di mercato europei hanno realizzato il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID), il cui ambito geografico si estenderà, a partire da un nucleo iniziale di alcuni paesi europei, progressivamente a tutti gli stati membri. In vista dell'entrata in operatività di XBID su un primo gruppo di frontiere, avvenuta il 12 giugno 2018, le parti del progetto, tra cui Terna e GME, hanno predisposto un complesso quadro contrattuale composto da più accordi:

- per la cooperazione tra i gestori di rete e i gestori di mercato, l'*Intra Day Operational Agreement* (IDOA);
- per la cooperazione tra i soli gestori di rete, il *TSO Cooperation Intra Day* (TCID);
- per la cooperazione tra i soli gestori di mercato, l'*All NEMO Intra Day Operational Agreement* (ANIDOA).

Con la delibera 17 maggio 2018, 292/2018/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato i sopracitati accordi: l'estensione dell'operatività di XBID sulle frontiere italiane è prevista per il 2020.

Per quanto riguarda, invece, il mercato del giorno prima, le iniziative regionali hanno dato vita a due grandi progetti:

- il *Multi-Regional Coupling* (MRC), in seguito alla fusione dei progetti regionali dell'Europa centro-occidentale, dell'Europa del nord, dell'Europa sud-occidentale e delle frontiere italiane;
- il *Four Markets Market Coupling* (4M MC), comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia.

Ciascun progetto di *coupling* regionale ha adottato uno specifico quadro contrattuale per regolare lo svolgimento delle attività operative. In vista della fusione dei progetti regionali per dar vita al *Single Day Ahead Coupling* previsto dal regolamento CACM, i gestori di rete e i gestori di

mercato hanno deciso di stipulare un unico accordo paneuropeo, che sostituisce i precedenti accordi regionali: il *Day Ahead Operational Agreement* (DAOA), che regola tutti gli aspetti della cooperazione tra gestori di rete e gestori di mercato, ivi compresa la ripartizione dei costi ai sensi del regolamento CACM. Il DAOA fa parte di un più ampio quadro contrattuale, che include contratti di cooperazione tra i soli gestori di rete, il *TSO Cooperation Day Ahead* (TCDA) e i soli gestori di mercato, l'*All NEMO Day Ahead Operational Agreement* (ANDOA), nonché contratti con terze parti per la fornitura di servizi. Con la delibera 26 febbraio 2019, 62/2019/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato la parte del quadro contrattuale del mercato del giorno prima destinata a entrare in vigore l'1 aprile 2019, segnatamente il DAOA, il TCDA e il contratto di servizio con l'ufficio d'aste JAO.

L'Autorità, insieme al regolatore belga e olandese, ha inoltre guidato i lavori inerenti alla valutazione, da parte di tutti i regolatori europei, di alcuni termini e condizioni o metodologie paneuropee, segnatamente: la lista dei prodotti utilizzabili nel mercato del giorno prima e nel mercato infragiornaliero, approvata dall'Autorità con la delibera 1 febbraio 2018, 53/2018/R/eel; la metodologia per definire le procedure da adottare in caso in le operazioni *market coupling* non possano essere completate (procedure di *back-up*), approvata dall'Autorità con la delibera 1 febbraio 2018, 54/2018/R/eel; il modello di rete comune (CGM) elaborato da tutti i gestori di rete europei e approvato dall'Autorità con la delibera 5 luglio 2018, 379/2018/R/eel.

Nel corso del 2018 si sono altresì verificati casi in cui i regolatori europei non hanno raggiunto un accordo per approvare o emendare le metodologie proposte. In tali occasioni è intervenuta ACER, che ha approvato, previa revisione, i seguenti termini e condizioni o metodologie: gli orari di apertura e di chiusura della sessione di mercato infragiornaliero, approvati da ACER il 24 aprile 2018 con la decisione 4/2018; le metodologie di funzionamento degli algoritmi di *market coupling*, rispettivamente per il mercato del giorno prima e per il mercato infragiornaliero, approvate da ACER il 26 luglio 2018 con la decisione 8/2018; la metodologia per la determinazione del prezzo della capacità nel mercato infragiornaliero, approvata da ACER il 24 gennaio 2019 con la decisione 1/2019. Le decisioni di ACER sono direttamente applicabili negli stati membri e contro di esse è ammesso ricorso al Board of Appeal di ACER e alla Corte di giustizia europea.

Il regolamento CACM prevede anche lo sviluppo di metodologie di carattere regionale: in particolare nel 2018 l'Autorità ha guidato i lavori inerenti alla valutazione delle metodologie per la determinazione della capacità da rendere disponibile con riferimento ai confini fra le varie zone di mercato (CCM), per l'attivazione delle risorse di *countertrading* e *redispatching* (CTRD), finalizzate a garantire la suddetta capacità ed evitare congestioni fra le zone di mercato, e per la relativa ripartizione dei costi (*cost sharing*). Per la CCR Greece - Italy le sopracitate metodologie sono state approvate con le delibere 26 luglio 2018, 411/2018/R/eel (CCM), 2 agosto 2018, 434/2018/R/eel (*cost sharing*) e 22 gennaio 2019, 17/2019/R/eel (CTRD). Per la CCR Italy North i lavori sono invece ancora in corso: a fine 2018 sono state date istruzioni a Terna per l'attuazione di specifici emendamenti relativi rispettivamente a CCM (delibera 18 dicembre 2018, 687/2018/R/eel), CTRD (delibera 18 dicembre 2018, 685/2018/r/eel) e *cost sharing* (delibera 18 dicembre 2018, 686/2018/R/eel); le proposte emendate sono state approvate dai TSO a febbraio 2019 e la decisione finale in merito a queste metodologie è attesa nei mesi a venire. Sempre a livello regionale l'Autorità ha altresì proseguito nell'implementazione sui confini italiani del mercato infragiornaliero: con le delibere 11 dicembre 2018, 657/2018/R/eel (CCR Italy North) e 656/2018/R/eel (Greece - Italy), sono state date ulteriori indicazioni a Terna e a GME per lo sviluppo delle aste infragiornaliere complementari da affiancare all'*intraday coupling*, mentre con la delibera 17 maggio 2018, 290/2018/R/eel sono state adottate decisioni in merito alla ripartizione dei costi fra NEMO e TSO. Infine, con la delibera 11 dicembre 2018, 658/2018/R/eel, sono state definite le modalità con cui GME può recuperare i costi relativi all'implementazione del *market coupling* sui diversi orizzonti temporali.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il regolamento CACM GL disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone di mercato a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. In particolare, l'art. 32 del suddetto regolamento definisce le varie fasi del processo (dall'identificazione della configurazione zonale alternativa a quella vigente, alle relative valutazioni a cura dei TSO coinvolti nel processo), mentre l'art. 33 indica i criteri minimi (sicurezza dell'esercizio, impatto sui mercati, robustezza della configurazione zonale nel tempo) che devono essere tenuti in conto in sede di revisione. Nel 2018, dopo un intenso lavoro preparatorio

svolto con Terna negli anni precedenti, l'Autorità si è fatta promotrice della revisione delle zone a livello nazionale, al fine di superare la configurazione zonale in forza dal 2012 e renderla più coerente con l'effettivo stato dei mercati e del sistema elettrico nazionale. Il processo di revisione è stato avviato con la delibera 18 gennaio 2018, 22/2018/R/eel ed è proseguito con una consultazione pubblica a cura di Terna sulle possibili configurazioni alternative a quella vigente e le relative *performance* con riferimento ai criteri previsti dal regolamento CACM GL e con un seminario pubblico tenutosi a Roma nel mese di marzo con la partecipazione di un rappresentante della Commissione europea. A maggio 2018 Terna ha inviato la proposta finale di revisione recante l'abrogazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo (in quanto non più congestionati), lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud (per una migliore rappresentazione nell'ambito dei mercati dei flussi di energia occorrenti in quell'area) e la sostituzione del polo di produzione limitata di Rossano con una nuova zona fisica Calabria (in quanto le congestioni nell'area sono dipendenti anche dal livello del carico e della produzione rinnovabile presenti in Calabria che, nella configurazione con Rossano, sarebbero invece annegati nell'intera zona Sud). Con la delibera 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel, l'Autorità ha infine approvato parzialmente la proposta di Terna, prevedendo l'abrogazione dei poli di Foggia, Brindisi e Priolo da gennaio 2019 e rinviando a successivi provvedimenti le valutazioni in merito allo spostamento dell'Umbria e all'introduzione della zona Calabria.

Regolamento Balancing (BAL GL)

Il regolamento europeo (EU) 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico, regolamento Balancing (BAL GL), è entrato in vigore il 18 dicembre 2017.

Nel corso del 2018 l'Autorità è stata coinvolta nel processo decisionale delle prime metodologie previste dal regolamento stesso. In particolare, con la delibera 23 ottobre 2018, 535/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di termini e condizioni per gli utenti del dispacciamento (nella nomenclatura europea: prestatori di servizi di bilanciamento, BSP, e responsabili del bilanciamento, BRP), presentata da Terna ai sensi del regolamento BAL GL. In particolare, nel contesto nazionale i termini e condizioni per il bilanciamento trovano una declinazione nel Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della

rete (Codice di rete) predisposto da Terna. Buona parte dei termini e condizioni richiesti dal regolamento BA GL trovavano già riscontro nella versione in vigore del Codice di rete, mentre per quanto non già disciplinato, Terna ha sottoposto alla verifica dell'Autorità delle modifiche al capitolo 4 del Codice di rete e relativi allegati, per adeguarsi alle disposizioni del regolamento stesso.

Nel corso del 2018 l'Autorità si è espressa inoltre su altre due proposte di metodologia inviate dai TSO a livello europeo, relative al quadro di attuazione di una piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento e al quadro di attuazione di una piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione. La prima proposta ha come obiettivo la creazione di una piattaforma comune che consenta ai TSO di compensare gli sbilanciamenti tra diversi sistemi, minimizzando le attivazioni di riserva secondaria. Nell'ambito della cooperazione europea, le Autorità di regolazione hanno ritenuto la proposta non approvabile, si è quindi deciso all'unanimità di trasmettere ai TSO una richiesta di emendamenti alla proposta inviata: l'Autorità ha appositamente istruito Terna in materia con la delibera 15 gennaio 2019, 7/2019/R/eel. A differenza della metodologia per la compensazione dello sbilanciamento, la seconda proposta relativa alla piattaforma di scambio di riserva di sostituzione non ha un ambito di approvazione europeo, poiché è stata sviluppata e inviata dai soli TSO che dichiarano di fare uso della riserva di sostituzione. La metodologia finale rappresenta l'evoluzione del progetto TERRE (che aveva costituito una cooperazione volontaria fra diversi paesi europei finalizzata appunto allo scambio di riserva di sostituzione), nel quale l'Autorità è stata parte attiva fin dall'inizio. La decisione unanime da parte di tutti i regolatori interessati di approvare la proposta è avvenuta nel mese di dicembre 2018, e con la delibera 15 gennaio 2019, 8/2019/R/eel, l'Autorità ha recepito tale metodologia nell'ordinamento nazionale.

Nel corso del 2018 l'Autorità è stata inoltre parte attiva nelle altre attività legate al processo di implementazione del regolamento BAL GL a livello europeo: fra l'altro l'Autorità ha coordinato, insieme ad altre autorità di regolazione, i lavori di interazione con i TSO per la definizione delle metodologie per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, per il *settlement* tra TSO e per l'armonizzazione degli sbilanciamenti. Queste metodologie sono state inviate ufficialmente dai TSO a dicembre 2018,

pertanto il processo di decisione e di attuazione da parte delle autorità di regolazione ricadrà nelle attività del 2019.

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 il regolamento SO GL, l'Autorità nel corso del 2018 è stata coinvolta nell'approvazione delle prime metodologie previste dal regolamento stesso, quali la procedura per la costruzione del modello comune della rete europea rilevante ai fini delle analisi sulla sicurezza dell'esercizio (approvata con la delibera 5 luglio 2018, 379/2018/R/eel), la suddivisione in blocchi rilevanti per la regolazione di frequenza (*LFC block*) all'interno dell'area sincrona Continental Europe (approvata con la delibera 13 settembre 2018, 450/2018/R/eel) e i requisiti generali per lo scambio dei dati e delle informazioni fra tutti i soggetti (produttori, clienti finali, distributori, gestori della rete di trasmissione) coinvolti nella sicurezza dell'esercizio (approvata con la delibera 15 gennaio 2019, 6/2019/R/eel). L'Autorità ha altresì coordinato a livello europeo le attività per le valutazioni in merito ai criteri per l'analisi costi e benefici necessari alla definizione del periodo di consegna per la regolazione primaria di frequenza per i dispositivi con ridotta disponibilità di energia (per la quale sono state date

apposite istruzioni a Terna con la delibera 2 agosto 2018, 432/2018/R/eel; la decisione finale in merito è attesa per il 2019) e in merito agli accordi fra i TSO all'interno dell'area sincrona Continental Europe per i quali il regolamento richiede esplicitamente l'approvazione da parte delle competenti autorità di regolazione (anche in questo caso la decisione è attesa nel corso del 2019).

Per il regolamento ER NC, le autorità di regolazione sono chiamate a esprimersi a livello nazionale sulle condizioni contrattuali che regolano le prestazioni degli utenti del sistema coinvolti nei piani di difesa e ripristino del sistema elettrico, sulle regole per la sospensione delle attività di mercato in condizioni di emergenza e ripristino, sulla remunerazione economica dei servizi di bilanciamento e la valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento in caso in cui venga disposta la sospensione stessa. Nel corso del 2018 Terna ha predisposto e posto in consultazione pubblica le sopracitate condizioni, che sono pervenute all'Autorità per le valutazioni di competenza a inizio 2019.

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 esercitano collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza richiedere alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al paragrafo sulle connessioni e l'accesso alla rete.

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Si è completato il biennio di sperimentazione (2016-2017) dei sistemi di accumulo *energy-intensive* realizzati da Terna, con la pubblicazione a fine 2018 del rapporto finale di Terna, ai sensi delle delibere 2 luglio 2012, 288/2012/R/eel, e 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel.

Il beneficio reso dai tre sistemi di accumulo di Ginestra, Flumeri e Scampitella (capacità complessiva 34,8 MW, costo totale di circa 160 milioni di euro) per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel biennio 2016-2017 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica, 34,37 GWh;
- beneficio legato al *saving* di costi di combustibile e di emissioni CO₂ (valorizzato per semplicità a 60 euro/MWh), circa 1 milione di euro l'anno.

Anche nel secondo anno di sperimentazione si sono confermati interessanti in termini di rapporto costi/benefici i risultati degli interventi di *dynamic thermal rating* (DTR) che erano richiesti dalle delibere dell'Autorità sulle stesse porzioni di rete interessate dai progetti pilota di accumulo. I costi di investimento per le tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito e Bisaccia - Bisaccia 380 sono stati pari a 840 mila euro; i costi operativi (riconducibili al costo del personale, delle attrezzature per l'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria

e straordinaria e ad altri costi quali il canone annuale di utilizzo del traffico dati delle schede SIM impiegate) sono risultati trascurabili. Il beneficio reso per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel biennio 2016-2017 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica, 114,05 GWh;
- beneficio legato al *saving* di costi di combustibile e di emissioni CO₂ (valorizzato per semplicità a 43 euro/MWh), circa 3,5 milioni di euro l'anno.

Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Definizione della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

L'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, con la delibera 6 novembre 2018, 558/2018/R/efr¹¹, ha definito la remunerazione spettante agli impianti di produzione di energia elettrica e agli impianti di produzione di energia termica alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione o oggetto di riattivazione all'interno delle isole minori non interconnesse¹².

Con riferimento alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto che il periodo di diritto alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili sia pari a 20 anni e che il produttore all'atto della richiesta di incentivazione presentata al GSE possa scegliere, per l'intero periodo di diritto alla remunerazione, tra due differenti opzioni di remunerazione:

- opzione 1, ove la tariffa base è pari al costo evitato efficiente (differenziato per ciascuna isola non interconnessa), entro un valore minimo e un valore massimo differenziati per classi di potenza e che per ogni anno solare è pari: al valore minimo nei casi in cui il costo

evitato efficiente risulti inferiore al valore minimo; al costo evitato efficiente nei casi in cui il costo evitato efficiente risulti compreso tra il valore minimo e il valore massimo; al valore massimo, nei casi in cui il costo evitato efficiente risulti superiore al valore massimo;

- opzione 2, ove la tariffa base è pari a un valore fisso differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole.

La remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è:

- di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica incentivata effettivamente immessa in rete. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla tariffa base precedentemente descritta;
- di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica incentivata istantaneamente consumata in sito. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa base precedentemente descritta e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito¹³.

Si è previsto, inoltre che, nel caso di impianti fotovoltaici, i cui moduli siano installati in sostituzione di coperture di edifici su cui sia operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta il GSE eroghi un premio ulteriore alla remunerazione spettante, pari a 14 €/MWh e che nel caso di

11 La regolazione disposta con la delibera 558/2018/R/efr è definita nelle more dell'eventuale ottenimento della deroga prevista dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE che consentirebbe, nelle isole minori non interconnesse, la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate, in regime di regolazione completa del servizio, anche per le fasi di produzione e vendita.

12 Le isole minori non interconnesse sono Capraia, Giglio, Ponza, Ventotene, Capri, le isole Tremiti, Alicudi, Filicudi, Lipari, Panarea, Salina, Stromboli, Vulcano, Ustica, Favignana, Levanzo, Marettimo, Pantelleria, Lampedusa e Linosa.

13 Il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito è il valore, pari alla somma della media aritmetica, su base annuale solare, dei valori orari del Prezzo Unico Nazionale (PUN) relativi all'anno precedente e del corrispettivo unitario denominato $CU_{s,t}$, di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto (TISP, Allegato A alla delibera 570/2012/R/efr) relativo all'anno precedente definito per utenti dello scambio sul posto nell'ipotesi di cliente finale domestico residente con consumo fino a 1.800 kWh/anno.

riattivazioni, la tariffa base è moltiplicata per un coefficiente pari a 0,8.

Con riferimento alla remunerazione dell'energia termica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto che la remunerazione sia riconosciuta in un'unica soluzione.

Nel caso delle pompe di calore per la produzione di acqua calda sanitaria, la remunerazione spettante è pari al 50% della spesa sostenuta per l'acquisto, come definita e verificata dal GSE applicando le medesime modalità previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, 16 febbraio 2016:

- nel limite massimo di € 500, nel caso di prodotti con capacità inferiore o uguale a 150 litri;
- nel limite massimo di € 800, nel caso di prodotti con capacità superiore a 150 litri.

Nel caso di impianti solari termici, la remunerazione spettante è pari al minimo tra il valore di cui alla Tabella 4 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr e il 65% della spesa sostenuta per l'acquisto, come definita e verificata dal GSE applicando le medesime modalità previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, 16 febbraio 2016.

L'accesso agli incentivi previsti dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 e disciplinati dalla delibera dell'Autorità 558/2018/R/efr non è cumulabile con altri incentivi pubblici comunque denominati, fatte salve le disposizioni di cui al decreto legislativo 28/11, e, nel caso degli impianti di produzione di energia elettrica, è alternativo all'accesso ai regimi commerciali di ritiro dedicato (delibera 6 novembre 2007, 280/07, e relativo Allegato A) e di scambio sul posto (delibera 570/2012/R/efr e relativo *Testo integrato scambio sul posto*).

Si evidenzia, inoltre, che l'Autorità:

- ha dato mandato al GSE di definire le tempistiche e le modalità per il riconoscimento delle tariffe incentivanti, prevedendo al contempo che il GSE applichi al produttore un corrispettivo convenzionale a copertura

dei propri costi amministrativi;

- ha definito le modalità di aggiornamento e revisione dei valori funzionali alla determinazione della remunerazione dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, dando mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale di effettuare, con proprie determinazioni, i relativi aggiornamenti¹⁴.

Parere allo schema di decreto interministeriale per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili

L'Autorità, con il parere 20 novembre 2018, 591/2018//efr, ha espresso, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo 28/11, le proprie osservazioni in merito allo schema di decreto interministeriale per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, trasmesso dal Ministero dello sviluppo economico con comunicazione dell'8 novembre 2018.

L'Autorità nel parere ha evidenziato in particolare, che:

- condivide la revisione al ribasso rispetto al precedente decreto interministeriale, da 500 kW a 100 kW, della soglia al di sotto della quale l'energia elettrica immessa sia commercialmente ritirata dal GSE anziché rimanere nella titolarità del produttore;
- appare condivisibile l'estensione dell'allocatione degli incentivi attraverso aste competitive, riducendo la taglia minima di ammissione da 5 MW a 1 MW, essendo tale strumento il migliore per favorire la concorrenza. Tuttavia, per rendere l'asta pienamente efficiente, l'Autorità ha evidenziato che sarebbe necessario rimuovere il *floor price* (o almeno ridurlo ulteriormente rispetto a quanto prospettato nello schema di decreto) e utilizzare come criterio di selezione la minore tariffa spettante richiesta;
- appare condivisibile la scelta di prevedere, nel caso dei registri, la possibilità di richiedere la riduzione della tariffa incentivante da applicare, ritenendo opportuno che i richiamati aspetti economici siano considerati prioritari rispetto a tutti gli altri e che il criterio di selezione

14 Il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità:

- con la determinazione DMEA/EFR/1/2019, ha aggiornato i valori del termine $C_{gasolio_auto}$ e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito che trovano applicazione per l'anno 2019;

- con la determinazione DMEA/EFR/7/2018, ha aggiornato i valori di cui alla Tabella 2, alla Tabella 3 e alla Tabella 4 che trovano applicazione per tutti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili che entrano in esercizio tra l'1 gennaio 2019 e il 31 dicembre 2021.

sia basato sulla tariffa effettivamente spettante;

- è utile la rimozione del *floor price* dai registri e dalle aste, anche al fine di potere favorire ulteriori riduzioni dei valori delle tariffe incentivanti spettanti;
- si dovrebbe sostituire tra i criteri di priorità, sia in relazione alle aste sia ai registri, la data di completamento della domanda di partecipazione alla procedura con la data di ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto di produzione;
- sarebbe opportuno, per favorire uno sviluppo coerente e razionale del settore e massimizzare la diffusione delle fonti rinnovabili garantendo un'efficiente allocazione delle risorse, avviare azioni finalizzate a realizzare studi (e a mantenerli aggiornati) per individuare il miglior mix di fonti rinnovabili in ciascuna area del Paese. Infatti, i contingenti, sia per le aste sia per i registri, dovrebbero essere differenziati per fonte ed eventualmente anche per area geografica, al fine di tenere conto delle caratteristiche della rete e del sistema elettrico e dei differenti impatti delle diverse tecnologie impiantistiche sul sistema elettrico e sui mercati elettrici (es. ai fini del servizio di dispacciamento);
- la partecipazione di tecnologie differenti alla medesima procedura concorsuale non rappresenta in ogni caso un approccio "tecnologicamente neutro";
- condivide l'introduzione, nel caso di *feed in premium*

variabile, della previsione secondo cui, qualora il prezzo di mercato sia più alto della tariffa incentivante, il produttore debba restituire la differenza al GSE;

- il tema dei rifacimenti, con l'eventuale aumento della potenza installata, debba essere oggetto di una analisi dettagliata;
- i contratti di lungo termine o *power purchase agreement* (PPA) appaiono uno strumento utile e potrebbero contribuire allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Ciò pur evidenziando che la stipula di contratti di lungo termine comporta rischi rilevanti, legati principalmente agli andamenti dei prezzi di mercato nel lungo termine e alle differenze tra i profili di immissione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e i profili di prelievo dei clienti finali controparti dei contratti.

L'Autorità, inoltre, si è avvalsa del parere 591/2018/1/efr per evidenziare che l'onere burocratico connesso con le procedure autorizzative rappresenta un elemento di contrasto allo sviluppo delle rinnovabili, sia in termini di costi vivi che i produttori devono sostenere sia in termini di rischiosità dell'attività svolta, e quindi ha evidenziato che un'azione di semplificazione potrebbe permettere una riduzione sensibile del costo di incentivazione delle rinnovabili senza andare a detrimento della redditività degli investimenti in rinnovabili.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità ha svolto, anche nel 2018, le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007, n. 383. In particolare ha:

- organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, ENEA e RSE, ai fini sia dell'ammissione al finanziamento, sia dell'approvazione dei consuntivi presentati dagli affidatari;
- organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti presentati ai sensi del bando di gara approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 12 dicembre 2008, come modificato con decreto 4 maggio 2009, e del bando di gara approvato con

decreto del medesimo Ministero del 30 giugno 2014;

- approvato le varianti richieste dagli assegnatari dei progetti di ricerca di cui ai bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014;
- approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul fondo per la ricerca di sistema elettrico e disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali;
- predisposto uno schema di proposta di Piano triennale 2018-2020 della ricerca di sistema elettrico, poi trasmesso al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e a CSEA, per l'acquisizione dei

- rispettivi pareri;
- approvato i criteri per la predisposizione di due bandi di gara, rispettivamente per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale e di progetti di ricerca applicata;
- rilasciato intesa al Ministro dello sviluppo economico in ordine all'approvazione del decreto 16 aprile 2018, recante la riforma della disciplina della ricerca del sistema elettrico.

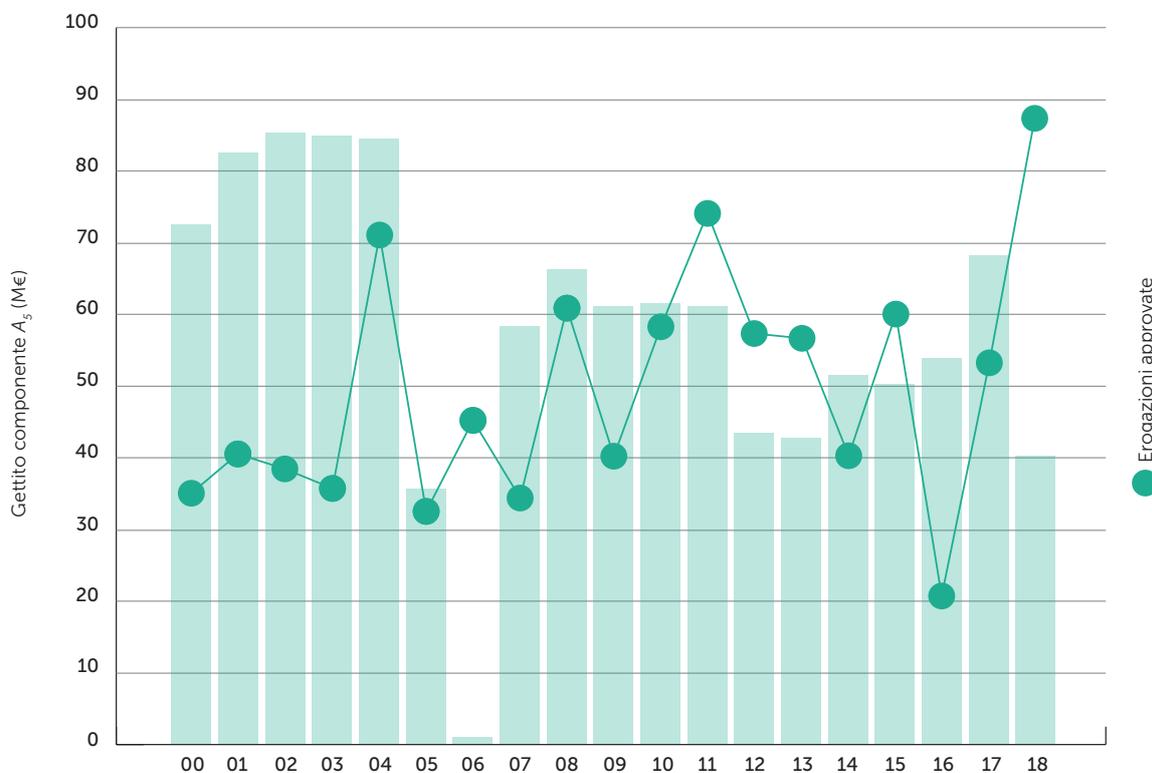
Per le attività di valutazione e verifica sui progetti di ricerca e per le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti e delle varianti richieste dagli assegnatari, nonché con la predisposizione dei capitolati tecnici, l'Autorità si è avvalsa di CSEA e degli esperti di ricerca di sistema elettrico.

Le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono state peraltro modificate in modo sostanziale dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 aprile 2018. In particolare, secondo il decreto richiamato:

- il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico è predisposto dal Ministero dello sviluppo economico, che lo approva dopo consultazione pubblica e parere dell'Autorità;
- i piani operativi annuali sono sostituiti da un piano operativo triennale;
- è cancellato il CERSE, le cui funzioni sono in parte riassorbite dal Ministero, in parte assegnate a CSEA;
- il decreto 8 marzo 2006 è abrogato con decorrenza dall'1 gennaio 2019; con medesima decorrenza è abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 giugno 2007; di conseguenza, dall'1 gennaio 2019, l'Autorità cessa dalle funzioni del CERSE.

Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_5 , che alimenta l'apposito Fondo costituito presso CSEA, nel corso del 2018, esso è stato di circa 40 milioni di euro, come mostrato nella figura 3.3, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

FIG. 3.3 *Gettito della componente A_5 ed erogazioni approvate. Anni 2000-2018*



Fonte: CSEA.

Piano triennale 2015-2017 della ricerca di sistema elettrico nazionale

Il decreto 16 aprile 2018 ha previsto che gli accordi di programma relativi al Piano triennale 2015-2017 e le rispettive attività abbiano nuovo termine comune al 31 dicembre 2018. Di conseguenza, gli affidatari degli accordi di programma le cui attività ammesse al finanziamento avevano termine nel corso del 2018 potevano presentare al Ministero dello sviluppo economico piani di realizzazione, coerenti con il Piano triennale 2015-2017, contenenti le attività integrative da svolgere entro il 31 dicembre 2018. Per l'ammissione al finanziamento, tali piani sono valutati secondo le procedure previste dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006.

Piano triennale 2018-2020 della ricerca di sistema elettrico nazionale

Nei primi mesi del 2018, l'Autorità, nelle funzioni del CERSE, come previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, ha predisposto uno schema di proposta di Piano triennale 2018-2020 della ricerca di sistema elettrico, poi trasmesso al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e a CSEA, per l'acquisizione dei rispettivi pareri. La proposta prevedeva di destinare 169 milioni di euro al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma con RSE, ENEA e CNR e 41 milioni di euro al finanziamento di progetti selezionati attraverso procedura concorsuale, 16 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale, 25 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca applicata. La procedura di approvazione del Piano triennale 2018-2020 è stata interrotta a seguito dell'approvazione del decreto 16 aprile 2018.

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività relative ai progetti di ricerca applicata ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014. Sono inoltre proseguite le azioni per il monitoraggio e la verifica

del corretto svolgimento dei progetti già avviati, acquisiti i risultati intermedi e risolto le criticità intervenute.

Con delibere 11 aprile 2018, 241/2018/rds e 242/2018/rds, l'Autorità ha inoltre approvato i criteri per la predisposizione degli schemi di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettere a) e b), del decreto 26 gennaio 2000, rispettivamente per progetti di ricerca fondamentale e di ricerca applicata, previsti dal piano triennale 2015-2017 della ricerca di sistema elettrico nazionale, a valere sulle risorse disponibili per l'annualità 2017.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nel corso del 2018 si sono svolte le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento dei piani di realizzazione 2016 e 2017 di RSE ed ENEA, nonché le attività per la verifica dei risultati conseguiti e della congruità, pertinenza e ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito dei piani 2016 e 2017 di RSE e del piano 2016 di ENEA. Per quanto riguarda il CNR, si sono svolte le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento dei piani 2015, 2016 e 2017. In esito alle suddette attività, con delibera del 9 ottobre 2018, 496/2018/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo relativo ai piani 2016 e 2017 di RSE, mentre con delibere del 30 ottobre 2018, 546/2018/rds, e 20 dicembre 2018, 702/2018/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo relativo a 8 progetti del piano 2016 di ENEA, disponendo l'erogazione delle rispettive quote a saldo, per un totale complessivo di circa 55,1 milioni di Euro.

Attività di valutazione, monitoraggio e verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014

Nel corso del 2018, parallelamente alle attività di monitoraggio e controllo, sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con la delibera 13 novembre 2018, 563/18/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto "Criteri innovativi per la gestione della rete MT - Esercizio della rete MT in schema magliato" (SCHEMA) e disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera, 11 aprile 2018, 244/18/rds, è stata approvata la richiesta di variante presentata dagli assegnatari del progetto "Gestione virtuale di risorse energetiche distribuite" (VIRTUS).

Nel corso dell'anno, l'Autorità ha svolto attività analoghe in relazione ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del

bando 30 giugno 2014. In particolare:

- con la delibera 13 settembre 2018, 445/2018/rds, è stata approvata la richiesta di variante presentata dagli assegnatari del progetto "Hybrid Pvt Assisted Heat Pump - Sviluppo di un sistema integrato per la climatizzazione da fonte fotovoltaica" (Pvt-Sahp);
- con la delibera, 13 settembre 2018, 446/2018/rds, è stato individuato un nuovo esperto da incaricare per le attività inerenti la valutazione in itinere e finale del progetto di ricerca "Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kw) per applicazioni nel settore terziario" (SYNBIOSE).

Capitolo 4



REGOLAZIONE NEL SETTORE DEL GAS NATURALE

SETTORIALE

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 3 di questo volume: la disciplina dell'*unbundling* funzionale

illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 12 luglio 2018, 381/2018/R/gas, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) ha adottato la decisione preliminare di certificazione di Infrastrutture Trasporto Gas (di seguito: ITG) in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE. L'avvio del procedimento di certificazione di ITG secondo il modello di separazione proprietaria è stato giustificato dal fatto che la società, inizialmente certificata con la delibera 26 settembre 2013, 404/2013/R/gas, come gestore di trasporto indipendente, ha presentato all'Autorità istanza di ricertificazione a seguito del mutato assetto proprietario dovuto alla cessione da parte di Edison a Snam Rete Gas (gestore già certificato dall'Autorità in separazione proprietaria) dell'intera partecipazione nella società.

La predetta decisione preliminare di certificazione, con cui l'Autorità ha verificato il rispetto da parte di ITG dei requisiti

previsti dall'articolo 9 della citata direttiva, è stata notificata alla Commissione europea in conformità a quanto stabilito dall'articolo 3 del regolamento (CE) 715/2009: in merito, la Commissione europea ha espresso un parere pienamente concorde con la decisione dell'Autorità, superando così, in maniera definitiva, precedenti posizioni critiche espresse in occasione sia del parere rilasciato in data 13 settembre 2013, sulla decisione di certificazione preliminare di Snam Rete Gas, sia in occasione del parere dell'11 febbraio 2013, relativo alla certificazione preliminare di Terna, in entrambi i casi certificati come gestori di trasporto/trasmissione in separazione proprietaria.

Nel rispetto del termine di due mesi dalla ricezione del parere trasmesso dalla Commissione, l'Autorità, con la delibera 20 novembre 2018, 589/2018/R/gas, ha quindi adottato la decisione finale di certificazione di ITG in conformità al modello di separazione proprietaria ex articolo 9 della direttiva 2009/73/CE, chiudendo dunque il procedimento di ricertificazione della società.

Regolazione delle reti e del sistema gas

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Il *Testo Integrato del Bilanciamento* (TIB), di cui all'Allegato A della delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, ha definito (art. 9) gli indicatori in base ai quali misurare le *performance* del Responsabile del bilanciamento (RdB), mentre i valori numerici dei suddetti indicatori sono stati definiti e aggiornati da successivi provvedimenti¹ in funzione dello stato di sviluppo del mercato e del processo di apprendimento dell'RdB. A tal fine, con il documento per la consultazione 2 agosto 2018, 429/2018/R/gas, l'Autorità ha presentato

l'andamento degli incentivi nel periodo di incentivazione 1° ottobre 2017 - 30 settembre 2018 (secondo periodo di incentivazione), rilevando come il sistema di incentivi disegnato per il mercato italiano fosse stato in generale efficace rispetto all'obiettivo di promuovere un'efficiente gestione del bilanciamento della rete. Alla luce di tale risultato, con il suddetto documento per la consultazione l'Autorità ha proposto, in sintesi, i seguenti adeguamenti per il periodo di incentivazione decorrente dal 1° ottobre 2018 (c.d. terzo periodo di incentivazione):

- un adeguamento del valore base dell'indicatore che misura il rapporto, espresso in percentuale, fra la

differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto/vendita e il prezzo medio ponderato di mercato di ciascun giorno-gas (indicatore p_2), per renderlo maggiormente in linea coi valori medi osservati della *performance*;

- una diminuzione del valore massimo associato all'incentivo p_2 , al fine di incentivare ulteriormente il responsabile del bilanciamento a ricorrere al mercato per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per bilanciare la rete a fine giorno;
- una riduzione dell'ordine di un terzo dell'incentivo atteso per il terzo periodo di incentivazione, rispetto a quanto conseguito nel secondo periodo di incentivazione;
- una durata più lunga (rispetto ai due periodi precedenti) del terzo periodo di incentivazione, in modo da allinearla con la riforma del *settlement* gas;
- la conferma dello stesso livello massimo di penalità conseguibile dall'RdB.

In esito alla consultazione 429/2018/R/gas, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2018, 480/2018/R/gas, ha sostanzialmente approvato le proposte di cui sopra, definendo i parametri dell'incentivazione validi per il periodo 1° ottobre 2018 – 31 dicembre 2019. Inoltre, al fine di non porre un freno alla spinta al miglioramento dell'RdB, la delibera 480/2018/R/gas ha introdotto la possibilità per l'RdB di recuperare la somma corrispondente alla sopra richiamata riduzione (di un terzo dell'incentivo atteso per il terzo periodo di incentivazione) a seguito del raggiungimento di ulteriori obiettivi di miglioramento ed efficientamento anche relativamente ai processi critici in corso di definizione e implementazione, quali la riforma del *settlement* gas. Pertanto, con la delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta dell'RdB che sottopone al regime di incentivazione l'accelerazione della definizione di alcuni processi necessari all'avvio del nuovo *settlement* nel settore del gas (previsto dalla delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas), nonché l'illustrazione e condivisione con gli utenti delle metodologie di profilazione dinamica, tramite un calendario di incontri sul tema. Inoltre, è stato previsto un regime di incentivazione da applicare a un periodo di sperimentazione in cui Snam si impegna a limitare l'uso dello stoccaggio nella propria disponibilità e, in alternativa,

a reperire le risorse necessarie alla gestione operativa della rete (svasi e invasi della rete e altre partite di gas connesse a perdite, autoconsumi e gas non contabilizzato) sul mercato del bilanciamento.

Riforma della disciplina del settlement

Con la delibera 72/2018/R/gas l'Autorità ha approvato la riforma della disciplina del *settlement* gas, contenuta nel *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG). Tale riforma entrerà in vigore l'1 gennaio 2020 ed è caratterizzata dalle seguenti principali novità:

- l'approvvigionamento della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo (Δ_{IO} o Δ_{IO}) posto in capo all'RdB;
- la semplificazione delle procedure di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento;
- la sterilizzazione dell'incertezza del bilanciamento per l'utente del bilanciamento (UdB) con riferimento ai prelievi destinati ai Punti di riconsegna (PdR) con frequenza di lettura inferiore alla mensile; infatti, i quantitativi da approvvigionare per questi punti è oggetto di previsione da parte dell'RdB e tali partite non vengono rideterminate, riducendo così il rischio connesso al loro conguaglio;
- la centralizzazione di alcune attività in precedenza nella responsabilità delle imprese di distribuzione nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII);
- l'implementazione da parte dell'RdB di una metodologia per la valutazione del fattore climatico nella determinazione dei prelievi giornalieri concernenti i PdR con frequenza di rilevazione inferiore o pari alla mensile, nonché la revisione dei profili di prelievo.

Dando seguito a quanto sopra indicato, il punto 9 della suddetta delibera 72/2018/R/gas prevede che siano disciplinate con successivo provvedimento l'attività di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a

1 I valori numerici dei parametri dell'incentivazione per il periodo 17 ottobre 2016 - 30 settembre 2017 (c.d. primo periodo di incentivazione) sono stati definiti dalla delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas. I valori numerici dei parametri dell'incentivazione per il periodo 1° ottobre 2017 - 30 settembre 2018 sono stati definiti dalla delibera 28 settembre 2017, 661/2017/R/gas.

copertura del delta¹⁰, nonché le relative integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi all'RdB.

Pertanto, con il documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas, anche alla luce di quanto anticipato in ambito tariffario, sono state presentate alcune evoluzioni della regolazione vigente aventi l'obiettivo di introdurre maggiore efficienza e trasparenza a beneficio del sistema gas. In particolare, è stato prospettato che l'RdB provveda ad approvvigionare a mercato non solo i quantitativi a copertura del delta¹⁰, ma anche quelli necessari alla copertura di autoconsumi (C,) delle perdite (PE), del gas non contabilizzato (GNC) e delle variazioni attese di *linepack* o Δ LPP. Tale soluzione comporta i seguenti benefici immediatamente identificabili:

- la minimizzazione dei quantitativi da approvvigionare nella responsabilità dell'RdB e, di conseguenza, del costo complessivo, potendo eventualmente compensare su base giornaliera volumi da acquistare e volumi da vendere;
- l'eliminazione della capacità di stoccaggio ad oggi riservata all'RdB – per la gestione delle differenze fra i quantitativi giornalieri di autoconsumi, di perdite di rete e di GNC e i quantitativi previsti in consegna da parte degli utenti – e la sua messa a disposizione agli utenti;
- la semplificazione della gestione dei meccanismi di neutralità dell'RdB rispetto alle suddette partite, come attualmente definiti dal TIB, che riguarderebbero solo il valore economico e non più le differenze fra quantitativi riconosciuti dagli utenti e quelli effettivi;
- l'introduzione di meccanismi per incentivare l'efficienza anche nella gestione su base giornaliera di queste partite e per la minimizzazione del relativo costo di approvvigionamento.

Per quanto riguarda le altre imprese di trasporto, in un'ottica di ottimizzazione e semplificazione del processo, è stato proposto di centralizzare le suddette attività in capo all'RdB, anche per il tramite di un apposito servizio offerto da quest'ultimo alle altre imprese di trasporto; in alternativa, ciascuna impresa di trasporto dovrebbe agire quale utente del Punto di scambio virtuale (PSV) per comprare i quantitativi necessari e sarebbe necessario prevedere meccanismi analoghi a quelli definiti per l'RdB ai sensi del TIB per la copertura del rischio prezzo. Infine, sono state illustrate le modifiche e/o integrazioni alla regolazione in tema di bilancio provvisorio con lo scopo di rendere la disciplina coerente a quella del *settlement* gas a partire dal

prossimo gennaio 2020.

Con riferimento alla gestione delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, a partire dal 2013 e sino all'avvio della nuova disciplina, con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, l'Autorità ha previsto l'applicazione di un procedimento articolato in due processi:

- il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'UdB al momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento, ad oggi in vigore, e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB (DSk_{agg});
- il secondo volto a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto interconnesso con la rete di distribuzione (*city gate*), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo *city gate* (IO_{agg}).

Successivamente, sempre con riferimento alle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, sono state adottate:

- la delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas, con cui l'Autorità ha approvato le disposizioni in merito alla determinazione dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2013-2019. Nello specifico, è stato previsto che:
 - fino all'entrata in vigore della nuova disciplina del *settlement*, si possa procedere alla rideterminazione e al conguaglio dei corrispettivi già corrisposti per scostamento della capacità di trasporto soltanto nell'ambito della prima sessione di aggiustamento che comprende l'anno in cui è avvenuto lo scostamento ai sensi della delibera 670/2017/R/gas;
 - la rideterminazione avvenga su presentazione da parte dell'utente del trasporto di una richiesta riportante l'anno di competenza e l'indicazione dei punti di riconsegna e/o di uscita della rete di trasporto oggetto della richiesta e che riguardi la revisione dei corrispettivi di scostamento applicati ai medesimi punti con riferimento all'intero anno solare indicato;
 - le imprese di trasporto provvedano a conguagliare gli importi relativi ai corrispettivi di scostamento della capacità di trasporto, derivanti dalle rettifiche di cui al presente provvedimento, secondo tempistiche e modalità che saranno definite con successivo provvedimento dell'Autorità;
 - i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi

di scostamento relativi agli anni 2018 e 2019, rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto relative, rispettivamente, agli anni 2020 e 2021, siano considerati al netto degli importi relativi ai conguagli di cui al precedente punto; nel caso in cui si determini uno scostamento negativo tra i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento e i suddetti conguagli, tale scostamento è riconosciuto a valere sulle tariffe di trasporto relative all'anno 2020 e 2021;

- le imprese di trasporto possano introdurre un'indennità amministrativa, commisurata ai costi incrementali sostenuti, a carico dell'utente che richiede la rettifica, applicata per ciascun punto (di riconsegna o di uscita) oggetto della richiesta, e che questa rientri tra le partite di ricavo dell'impresa di trasporto non soggette a conguaglio e che quindi non devono essere considerate nelle tariffe di trasporto nell'ambito delle voci *RSC^N* e *RSCR*;
- le imprese di trasporto provvedano alla definizione delle modalità e delle tempistiche di presentazione delle suddette richieste, dandone adeguata informazione agli utenti. Successivamente, con la delibera 18 dicembre 2018, 676/2018/R/gas, sono state definite le modalità e le tempistiche di erogazione dei conguagli da parte delle imprese di trasporto;
- la delibera 30 ottobre 2018, 548/2018/R/gas, con cui l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) ai fini dell'erogazione degli ammontari relativi agli esiti della prima sessione di aggiustamento, effettuata ai sensi della delibera 670/2017/R/gas, a copertura della differenza tra il *quantum* da corrispondere agli UdB e quello che gli stessi devono versare all'RdB. Nello specifico, per quanto riguarda la sessione di aggiustamento relativa agli anni 2013-2016, è stato dato mandato di versare all'RdB gli ammontari relativi al termine *IO_{agg}*, pari a €

109.540.710,16, a valere sul conto oneri *settlement* gas e al termine *DSK_{agg}*, pari a € 12.783.125,38, a valere sul conto oneri bilanciamento gas. Inoltre, in conformità con i principi di neutralità dell'RdB, previsti dalla regolazione europea e nazionale, è stato stabilito che l'RdB trasmetta a CSEA, contestualmente alla comunicazione all'Autorità prevista dal Codice di rete, l'ammontare non corrisposto relativamente alle fatture emesse e non coperto dalle garanzie, con distinzione delle quote afferenti alle due componenti *IO_{agg}* e *DSK_{agg}*, debitamente documentato, unitamente all'ammontare economico oggetto di rateizzazione e che CSEA proceda alla corresponsione degli importi riportati nella suddetta comunicazione entro i dieci giorni successivi alla data di ricevimento della stessa, a valere sui conti sopra individuati. I crediti successivamente recuperati e le rate pagate, saranno versati dall'RdB a CSEA al termine del mese successivo al mese di recupero;

- la delibera 12 marzo 2019, 91/2019/R/gas, con cui l'Autorità, coerentemente con la precedente sessione, approva per la sessione di aggiustamento relativa all'anno 2017 (la seconda sessione effettuata ai sensi della delibera 670/2017/R/gas) il versamento all'RdB di complessivi € 38.629.647,28, di cui € 38.304.245,44 afferenti al termine *IO_{agg}* e € 325.401,84 al termine *DSK_{agg}*; a tali importi si aggiunge l'ammontare non corrisposto relativamente alle fatture emesse e l'ammontare economico oggetto di rateizzazione, per un valore complessivo di € 5.561.021,00. Infine, la suddetta delibera prevede che le imprese di trasporto provvedano a corrispondere agli utenti gli importi relativi al conguaglio dei corrispettivi di scostamento, determinati in applicazione della delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas (con riferimento all'anno 2017), pari a € 2.609.560,10, secondo modalità e tempistiche già approvate con la sopra richiamata delibera 676/2018/R/gas.

Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con il documento per la consultazione 1° marzo 2018, 114/2018/R/gas, sono state prospettate alcune evoluzioni regolatorie nel settore del gas che, insieme alla riforma del *settlement* descritta nei precedenti paragrafi, hanno come obiettivo l'efficienza del mercato e la riduzione delle barriere all'ingresso per gli utenti della rete di trasporto e per le società esercenti la vendita ai clienti finali. Gli interventi prospettati nel suddetto documento rivestono, quindi, particolare rilievo in questa fase di superamento dei regimi di tutela a partire dalla metà del prossimo anno. I suddetti interventi, in particolare, prevedono:

- la gestione della mappatura dei rapporti di fornitura tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione e di conseguenza le relazioni tra questi soggetti, le imprese di trasporto e le imprese di distribuzione per la gestione dei servizi di trasporto e bilanciamento. In questo ambito si prospetta il superamento dell'attuale configurazione che prevede l'attribuzione all'utente della distribuzione di una quota del gas prelevato al *city gate* da ciascun utente della distribuzione, secondo un set di regole di ripartizione definite nel Codice di rete di Snam Rete Gas. Si ritiene, infatti, più efficiente superare tale assetto a favore di un sistema che preveda l'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun cliente finale a un utente del bilanciamento. La riforma è resa possibile grazie all'utilizzo del SII come strumento di certificazione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento, utenti della distribuzione e clienti allacciati;
- la modifica delle procedure di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita. Ciò non solo perché le attuali procedure appaiono inutilmente onerose, ma soprattutto perché esse, favorendo i soggetti che forniscono presso un *city gate* un numero di clienti elevato e con caratteristiche di prelievo differenti, costituiscono una barriera all'accesso di nuovi entranti e ostacolano la contendibilità dei clienti.

Le riforme qui descritte, avendo un impatto rilevante sulle dinamiche del mercato, saranno definite nel 2019 con efficacia non prima dell'anno termico 2020-2021.

Con la delibera 12 luglio 2018, 382/2018/R/gas, sono state accolte alcune proposte di aggiornamento della metodologia di definizione delle tariffe per il gasdotto TAP, a suo tempo approvata con la delibera 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas.

Con le delibere 26 luglio 2018, 404/2018/R/gas e 405/2018/R/gas, sono state adottate misure per rendere più efficiente la realizzazione delle opere infrastrutturali e l'accesso alla capacità da parte degli utenti. In particolare, con la prima, al fine di tutelare l'esigenza di maggiore flessibilità tipica di progetti complessi, è stata introdotta la possibilità di definire un *range* temporale per la messa a disposizione della capacità di trasporto, invece di una data fissa, come precedentemente previsto dalla delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10. Con la seconda, è stata approvata una modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas che prevede che gli utenti che recedono dal contratto di trasporto (limitatamente ai casi di realizzazione di nuova capacità in esito alla procedura di *open season*, di cui alla delibera ARG/gas 2/10, siano tenuti a corrispondere i costi effettivamente sostenuti fino a quel momento da Snam Rete Gas. Con tale delibera, eventuali investimenti sul territorio italiano, realizzati prima dell'entrata in operatività del gasdotto e necessari per l'allacciamento, sarebbero coperti da TAP senza gravare sui consumatori italiani.

Accesso al servizio di stoccaggio

Secondo ormai una prassi consolidata, anche nell'anno termico 2018-2019, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto con criteri di mercato. Come da diversi anni, la situazione di mercato, in Italia e in Europa, è caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità, ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità di generare ricavi da parte delle imprese di stoccaggio, ha reso necessaria, anche nel 2018, con la delibera 21 giugno 2018, 350/2018/R/gas, la definizione di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli

impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2018, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici e ambientali salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2018 - 30 marzo 2019, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas.

Nel 2018, per la prima volta in tema di accesso al servizio di stoccaggio, è stata prospettata l'introduzione di un sistema incentivante per le imprese di stoccaggio. Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas, è emersa infatti l'esistenza di un margine prestazionale compreso tra le prestazioni massime tecniche teoriche e quelle contrattuali, che potrebbe essere utilizzato per rendere più flessibile ed efficiente il sistema di stoccaggio. Su questi presupposti è stato pubblicato il documento per la consultazione 15 marzo 2018, 155/2018/R/gas, nel quale è descritta la struttura generale di un possibile meccanismo di incentivi volto stimolare le imprese di stoccaggio a sfruttare efficientemente questo margine e a valorizzarlo correttamente. Dal punto di vista generale gli incentivi appaiono efficaci e convenienti nella misura in cui il valore per il sistema, derivante da un servizio di stoccaggio più efficiente, risulti maggiore dei costi dell'incentivo.

In particolare, il meccanismo di incentivazione prevede che le imprese di stoccaggio allochino, secondo procedure concorsuali, le prestazioni di iniezione ed erogazione aggiuntive a quelle contrattuali già conferite, nell'ambito di servizi di breve periodo definiti nei codici di stoccaggio, trattenendo una quota dei ricavi ottenuti dalle medesime procedure. L'assetto proposto, quindi, incentiva le imprese di stoccaggio a rendere disponibili flessibilità aggiuntive e servizi innovativi di stoccaggio sulla base del valore che gli attribuisce il mercato e nei momenti in cui tale valore è maggiore.

La delibera 27 novembre 2018, 614/2018/R/gas, ha avviato, per la fase di erogazione dell'anno termico di stoccaggio 2018/2019 la sperimentazione, sino al 31 marzo 2019, di un sistema incentivante il valore delle prestazioni

messe a disposizione attraverso la massimizzazione della disponibilità e della flessibilità dei servizi resi agli utenti. Tale sistema, la cui articolazione è in linea con l'assetto descritto nel documento per la consultazione 155/2018/R/gas nella sua forma semplificata, in particolare prevede che Stogit trattenga:

- per l'offerta di prodotti quindicinali, gli importi derivanti dall'applicazione di una funzione di costo alle offerte di vendita e acquisto di prodotti quindicinali presentate dagli utenti e che vengono combinate;
- per l'offerta degli altri prodotti, di una quota dei proventi d'asta intesi come differenza fra i ricavi e gli importi da riconoscere agli utenti.

Con la delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato il *Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale* (RAST) con la finalità di provvedere al riordino e coordinamento testuale delle disposizioni vigenti in materia di accesso al servizio di stoccaggio. In particolare, il RAST integra le disposizioni in materia di:

- adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale ancora vigenti contenute nella delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, il cui assetto originario è stato per quanto riguarda l'allocazione dei servizi, pressoché integralmente superato dall'evoluzione successiva al decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1;
- allocazione delle capacità di stoccaggio di breve periodo, contenuta nella delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas, come recentemente integrata con la delibera 20 novembre 2018, 594/2018/R/gas;
- disciplina relativa alla determinazione dei corrispettivi di stoccaggio, sulla base dei ricavi riconosciuti, contenuta agli artt. da 9 a 13 della delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas;
- modalità di svolgimento delle procedure concorsuali per l'allocazione delle capacità di stoccaggio per il successivo anno termico o per periodi pluriennali e le disposizioni relative alla gestione dei servizi oggetto di conferimento, come da ultimo definita per l'anno termico dello stoccaggio 2018/2019 con la delibera 1 marzo 2018, 121/2018/R/gas; anche per l'anno termico dello stoccaggio 2019/2020 e per i servizi di modulazione, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono così chiamati a presentare la loro offerta per i servizi di modulazione uniforme e di punta articolata in due diversi

prodotti: uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto stagionale); un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto mensile).

Le disposizioni del RAST per il conferimento della capacità per l'anno termico dello stoccaggio 2019/2020 completano il quadro della disciplina in materia, attuando, per quanto di competenza dell'Autorità, quanto previsto dal decreto 15 febbraio 2019 del Ministro dello sviluppo economico, con il quale è sostanzialmente confermato l'assetto previgente del servizio di stoccaggio anche per l'anno termico 2019/2020, anche con riferimento all'offerta da parte di Stogit ed Edison stoccaggio dei c.d. servizi di flessibilità.

Si noti che tali interventi si inseriscono in un contesto di mercato diverso rispetto agli anni precedenti (sino al 2018/2019), in particolare riguardo all'incremento dei differenziali stagionali di prezzo del gas che comporteranno ricavi d'asta significativi.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 1 marzo 2018, 111/2018/R/gas, è stato approvato lo schema di regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) coerentemente con le disposizioni in materia di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (TIRG) adottate con la delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas. Con le delibere 1 marzo 2018, 110/2018/R/gas, e 112/2018/R/gas, sono state approvate le modalità applicative contenute rispettivamente nei codici di rete di OLT Offshore LNG Toscana e Terminale GNL Adriatico.

Con la delibera 29 marzo 2018, 186/2018/R/gas, l'Autorità ha definito, ai sensi dell'art. 7 del TIRG, i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione. Con la successiva delibera 1 giugno 2018, 308/2018/R/gas, si è provveduto, alla luce degli esiti delle prime procedure di conferimento ad asta, a una nuova taratura dei parametri precedentemente adottati per il calcolo del prezzo di riserva.

Con la delibera 5 luglio 2018, 376/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del codice di rigassificazione presentata dalla società GNL Italia contenente le modalità applicative per il conferimento della capacità di rigassificazione tramite procedure concorsuali previste dal TIRG e le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità offerti dal terminale coerentemente con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG.

Con la delibera 13 settembre 2018, 447/2018/R7gas, l'Autorità ha approvato le modifiche urgenti al regolamento PAR presentate dal GME finalizzate a:

- allineare le previsioni del regolamento con quanto disciplinato da OLT nel proprio codice di rigassificazione, laddove è previsto che le richieste di conferimento presentate dai soggetti interessati siano espresse in metri cubi liquidi per anno (m³liq/anno) anziché in numero di slot di capacità di rigassificazione;
- avviare il comparto dedicato a GNL Italia in coerenza con le previsioni della delibera 376/2018/R/gas.

Con la delibera 9 ottobre 2018, 500/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica urgente del regolamento della PAR presentata dal GME per consentire l'offerta tramite la medesima piattaforma del nuovo prodotto di capacità, che consente ai terminali di rigassificazione di offrire una scarica per ciascun mese successivo al conferimento sino alla fine dell'anno termico. Con la delibera 16 ottobre 2018, 513/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta della società Terminale GNL Adriatico che ridefinisce le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità coerentemente con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG. In particolare, si prevede l'aggiornamento del corrispettivo per la sottoscrizione del servizio di flessibilità (CSS) sulla base della stima dei costi fissi annuali da sostenere per l'offerta del medesimo servizio.

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 verificata la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2018, sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 110/2018/R/gas è stato approvato lo schema di Codice di rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00. Lo schema di Codice implementa anche le disposizioni del testo integrato per l'accesso ai servizi di rigassificazione (TIRG), che introduce meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione e prevede la facoltà di avvalersi dei servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici per la gestione delle predette procedure;
- con la delibera 112/2018/R/gas è stata approvata la proposta di aggiornamento del codice di rigassificazione presentata da Terminale GNL Adriatico per integrare le disposizioni del TIRG in materia di procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione. La proposta di aggiornamento del codice prevede, inoltre, che la società Terminale GNL Adriatico si avvalga dei servizi offerti dal GME per la gestione delle predette procedure;
- con la delibera 15 marzo 2018, 156/2018/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit che recepisce le disposizioni della delibera 121/2018/R/gas e completa la definizione dei servizi di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2018/2019;
- con la delibera 5 aprile 2018, 220/2018/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmessa da Snam Rete Gas ai fini del recepimento di quanto previsto dalla delibera 670/2017/R/gas;
- con la delibera 376/2018/R/gas è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione presentata da GNL Italia finalizzata a integrare le disposizioni del TIRG. La proposta di aggiornamento del codice prevede, inoltre, che la società GNL Italia si avvalga dei servizi offerti dal GME per la gestione delle procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione;
- con la delibera 20 settembre 2018, 461/2018/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento della documentazione allegata alle Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al PSV e relativa al rinnovo automatico del contratto per l'accesso al sistema del PSV da parte delle Borse terze e dei *trader* in luogo della durata annuale, a partire dall'anno termico 2018-2019;
- con la delibera 9 ottobre 2018, 499/2018/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmessa da Snam Rete Gas relativa alle disposizioni contenute al Capitolo 18 riguardanti la fatturazione delle partite economiche di aggiustamento del *settlement*;
- con la delibera 500/2018/R/gas è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione presentata da GNL Italia che prevede l'introduzione di un nuovo prodotto di capacità da offrire tramite la PAR. In particolare, il nuovo prodotto di capacità consente di offrire una discarica per ciascun mese successivo al conferimento sino alla fine dell'anno termico, con un prezzo di riserva pari alla media dei prezzi di riserva di ciascun mese oggetto della procedura, come fissati dalla delibera 308/2018/R/gas;
- con la delibera 16 ottobre 2018, 514/2018/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rete presentata da Snam Rete Gas relativa alle modalità di determinazione del termine EPSu (esposizione potenziale del sistema nei confronti di un utente) finalizzata a includere nel computo del medesimo termine anche i prelievi programmati dagli utenti presso i punti di uscita interconnessi con gasdotti esteri e presso i punti di uscita interconnessi con gli stoccaggi. Ai sensi del sopra richiamato TIB, infatti, Snam Rete Gas organizza e gestisce un sistema di garanzie sulla base di modalità stabilite nel proprio Codice e seguendo i criteri indicati dallo stesso TIB. A tal fine, Snam calcola il debito potenziale di un utente del bilanciamento relativo al servizio di bilanciamento (EPSu) e controlla che il medesimo non superi l'esposizione massima del sistema nei confronti dell'utente (MEPSu), determinata sulla base delle garanzie prestate dall'utente;
- con la delibera 589/2018/R/gas è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit, relativa alla messa a disposizione di capacità di erogazione di breve termine nell'inverno 2018/2019. In particolare l'offerta di tali prestazioni

avviene nella cornice prevista dal:

- Piano di emergenza adottato con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2017, che prevede che Stogit, in caso di superamento dei limiti contrattuali di erogazione, verifichi gli effetti di tale situazione sul prosieguo della campagna erogativa e, qualora necessario, introduca specifiche misure da adottare, secondo modalità da definire in una modifica del Codice di stoccaggio;
- documento di consultazione 155/2018/R/gas, con cui l'Autorità, come richiamato nei precedenti paragrafi, ha presentato i propri orientamenti in materia di incentivazione delle imprese di stoccaggio a massimizzare il valore delle risorse da queste ultime messe a disposizione, con riferimento alle prestazioni oggi rese disponibili nell'ambito della disciplina per l'allocazione delle capacità di breve termine di cui alla delibera 193/2016/R/gas (prestazioni aggiuntive di erogazione e iniezione primarie e rilasciate dal responsabile del bilanciamento, capacità in anticipo);
- con la delibera 11 dicembre 2018, 648/2017/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del

Codice di rete presentata da Snam Rete Gas con la quale si consente l'accesso alla rete nazionale di trasporto del gas naturale agli impianti di stoccaggio del GNL rientranti nella fattispecie di cui all'art. 10 del decreto legislativo 257/2016, al solo fine di immettere in rete il *boil-off* generato da tali tipologie di impianti;

- con la delibera 5 marzo 2019, 80/2019/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Edison Stoccaggio con la quale si introducono i servizi di flessibilità di cui all'art. 1, comma 9, del succitato decreto 15 febbraio 2019 nonché le disposizioni in materia di costituzione del pegno irregolare sul gas depositato in stoccaggio a favore di creditori terzi.
- con la delibera 19 marzo 2019, 102/2019/R/gas è stata approvata la proposta di modifica del Codice di rete presentata da Snam Rete Gas finalizzata a migliorare le procedure relative alle richieste di allacciamento alla rete di trasporto e alle modalità di individuazione dei fornitori del servizio alternativo di fornitura di gas naturale tramite carri bombolai a seguito dell'indisponibilità del servizio di trasporto presso i PdR della rete.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 27 settembre 2018, 484/2018/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Con la delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas, l'Autorità ha disposto delle modifiche all'art. 5 del TIB in materia di definizione del prezzo di sbilanciamento da applicarsi in caso di attivazione di misure non di mercato, necessarie al fine di bilanciare la rete di trasporto nelle situazioni di allarme o emergenza previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale adottato

dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto del 19 aprile 2013.

Con la delibera 29 gennaio 2019, 29/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni funzionali al recepimento, nella disciplina del mercato gas (MGAS) nonché nella convenzione tra il GME e la società Stogit, delle disposizioni introdotte con la delibera 612/2018/R/gas, con riferimento alla messa a disposizione da parte di Stogit su MGAS, in situazioni di particolare criticità del sistema, di capacità di stoccaggio aggiuntive a quelle disponibili agli utenti.

Con la delibera 26 febbraio 2019, 68/2019/I/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole in merito alle proposte di modifica del GME della disciplina MGAS, ai sensi dell'art. 3, comma 3.5 e 3.6 della medesima disciplina, funzionali all'implementazione delle misure previste dalla delibera 612/2018/R/gas.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale a disposizione dell'Autorità per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. A differenza della funzione di *enforcement* – anch'essa propria dell'Autorità e che ha come obiettivo specifico la sorveglianza sulla corretta applicazione della normativa e della regolazione di settore – la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso presenta una natura più articolata e dinamica, tanto da rivestire anche un importante ruolo propositivo e di supporto allo sviluppo di una regolazione efficace e al passo con il grado di evoluzione dei mercati regolati, attraverso l'individuazione di eventuali anomalie nei loro esiti, criticità nell'assetto regolatorio di riferimento e di sue necessarie integrazioni.

Fino al 2017, per quanto riguarda il mercato del gas naturale, la funzione di monitoraggio dell'Autorità è stata svolta attraverso la previsione di specifici obblighi informativi in capo alle imprese del gas e finalizzata all'individuazione di indicatori idonei al monitoraggio dell'andamento del mercato all'ingrosso del gas.

Alla luce dell'evolversi del contesto di riferimento, nonché dei compiti di monitoraggio attribuiti, l'Autorità, con la delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas, ha adottato disposizioni per il rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale identificando, tra le altre cose, la società Snam Rete Gas quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio delle capacità e dei flussi, e il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dell'assetto competitivo, dell'integrità e la trasparenza dei mercati.

I seguenti provvedimenti hanno contribuito a dare attuazione alle suddette disposizioni:

- la delibera 15 febbraio 2018, 87/2018/R/gas, con cui si stabilisce che i costi relativi alle attività svolte dal GME in tema di monitoraggio del mercato gas siano finanziati a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas, di cui al art. 8 del TIB; a tal fine, la delibera 11 aprile 2018, 247/2018/R/gas, ha approvato i costi sostenuti dal GME nell'anno 2017 per le attività di monitoraggio, mentre

quelli sostenuti nel 2018 sono stati approvati con la delibera 13 novembre 2018, 565/2018/R/gas;

- la delibera 11 aprile 2018, 247/2018/R/gas, con cui si approva lo schema di convenzione proposto da Snam rete gas e GME relativo alle modalità di interazione tra i suddetti soggetti (in particolare, l'accesso da parte del GME al *database* dei dati fondamentali organizzato e gestito da Snam Rete Gas) per l'espletamento delle attività relative alla funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale; tale convenzione è stata successivamente aggiornata dal GME e da Snam Rete Gas (e approvata dall'Autorità con la delibera 27 settembre 2018, 481/2018/R/gas), per tenere conto dei nuovi servizi offerti dal GME, tra cui la possibilità che le imprese di rigassificazione che usufruiscono dei servizi offerti dal GME per la gestione delle procedure di conferimento, ai sensi del TIRG, possano avvalersi del medesimo Gestore dei mercati energetici per la trasmissione all'impresa maggiore di trasporto dei dati relativi alla predette procedure, al fine di assolvere agli obblighi di cui alla delibera 308/2017/R/gas. Tale possibilità è stata introdotta con la delibera 1 giugno 2018, 308/2018/R/gas.

La delibera 308/2017/R/gas ha posto le basi per l'introduzione di un testo unico del monitoraggio del mercato del gas (analogamente al TIMM per il mercato elettrico) che, muovendo da una razionalizzazione dell'esistente, consentisse di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, segnalazione e reportistica. La conclusione del suddetto processo di razionalizzazione reso necessario per adeguare allo sviluppo del mercato gli strumenti a disposizione dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, è rappresentato dalla delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, con la quale l'Autorità ha adottato il *Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale* (TIMMIG). Le disposizioni del TIMMIG riprendono e ampliano quelle già adottate con la delibera 308/2017/R/gas, in particolare individuano:

- le macroaree (dimensioni) del monitoraggio, ossia la dimensione strutturale (che riguarda i fenomeni relativi al funzionamento del sistema gas e che sono alla base delle dinamiche dei mercati) affidata a Snam Rete Gas e la dimensione concorrenziale (che riguarda i fenomeni

relativi all'assetto competitivo, all'integrità e alla trasparenza del mercato, nonché ai comportamenti e alle condotte degli operatori di mercato del sistema gas) affidata al GME;

- le aree di pertinenza oggetto della funzione di monitoraggio, ossia il funzionamento del bilanciamento del sistema, l'adeguatezza del sistema e dell'approvvigionamento, i margini di flessibilità delle fonti di approvvigionamento, l'attività di negoziazione all'ingrosso, per individuare le condotte anomale degli operatori di mercato e le attività basate sulle informazioni privilegiate e/o configurabili come manipolazione del mercato ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), il livello concorrenziale del mercato;
- gli elementi strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio, ossia i dati (individuati nell'Allegato 1 del TIMMIG) che devono essere trasmessi dalle imprese gas, gli indici (individuati nell'Allegato 2 del TIMMIG) che sono calcolati dal GME e Snam Rete Gas sulla base dei suddetti dati con l'obiettivo di misurare i fenomeni oggetto di osservazione ed evidenziare eventuali andamenti anomali, i report (individuati nell'Allegato 3 del TIMMIG), predisposti dal GME e Snam Rete Gas, al fine di fornire una descrizione/rappresentazione temporale dei dati e degli indici individuati;
- le modalità organizzative degli uffici di monitoraggio appositamente istituiti presso il GME e Snam Rete Gas (in particolare la loro terzietà rispetto alle altre attività della società di appartenenza) nonché i criteri per la copertura dei costi dei suddetti uffici (a valere sul

fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas);

- le modalità di raccolta dei dati funzionali all'attività di monitoraggio attraverso il *database* dei dati fondamentali (gestito da Snam Rete Gas) e il *database* concorrenziale (gestito dal GME);
- le modalità di cooperazione tra il GME e Snam Rete Gas attraverso la stipula di una apposita convenzione approvata dall'Autorità.

Ad integrazione del quadro sopra delineato, l'Autorità, ha inoltre adottato i seguenti provvedimenti:

- la delibera 11 dicembre 2018, 646/2018/R/gas, con cui si approva la proposta convenzione tra il GME e Snam Rete Gas che disciplina le modalità applicative con le quali il Gestore dei mercati energetici accede e registra le transazioni con consegna al PSV concluse presso i mercati da esso gestiti e presso le borse terze, nonché le modalità di gestione dei connessi flussi informativi. La proposta di modifica della convenzione si è resa necessaria al fine di implementare le disposizioni della legge 27 dicembre 2017, n. 205, che ha fissato, all'1 gennaio 2019, il termine di decorrenza dell'obbligo di fatturazione elettronica per tutte le cessioni di beni e per tutte le prestazioni di servizi effettuate tra soggetti residenti o stabiliti ai fini IVA in Italia;
- la delibera 11 dicembre 2018, 647/2018/R/gas, con cui si approva, per l'anno 2019, la misura del contributo per la partecipazione ai mercati che compongono l'MGAS gestiti dal GME.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Tariffe e qualità di trasporto

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), decorrente dal 2020, l'Autorità ha condotto un'articolata fase di consultazione con i soggetti interessati.

In particolare, con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria del trasporto, l'Autorità ha pubblicato i seguenti

documenti per la consultazione:

- in data 29 marzo 2018, il documento per la consultazione 182/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi;
- in data 21 giugno 2018, il documento per la consultazione 347/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti;
- in data 16 ottobre 2018, il documento per la consultazione 512/2018/R/gas, contenente gli orientamenti finali in materia di criteri per la

determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasporto, di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo per il servizio di trasporto.

Nell'ambito del documento per la consultazione 512/2018/R/gas l'Autorità ha, tra l'altro, prospettato di:

- confermare l'orientamento a definire la durata del periodo di regolazione in 4 anni;
- confermare, in continuità con i criteri vigenti, i principi generali per il riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi, che prevedono schemi di regolazione incentivante limitatamente ai soli costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* con riferimento ai costi di capitale, prevedendo al contempo di introdurre elementi propedeutici a un'eventuale transizione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*), quali un maggior coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto, e l'avvio di una specifica attività di monitoraggio degli investimenti e di sperimentazione degli incentivi all'efficientamento delle spese di investimento;
- superare il riconoscimento in natura di perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC), prevedendo che le imprese di trasporto si approvvigionino dei quantitativi necessari nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale;
- superare, in una logica di gradualità, i criteri di incentivazione (*input-based*) basati sulle maggiorazioni del tasso di remunerazione, introducendo logiche di sviluppo infrastrutturale maggiormente selettive e orientate all'output;
- adottare per la determinazione delle componenti tariffarie applicate alla capacità la metodologia della distanza ponderata per la capacità (*capacity-weighted distance*, CWD), come descritta all'articolo 8 del regolamento 16 marzo 2017 (UE) 460/2017 della Commissione (di seguito, Codice TAR) come *reference price methodology*;
- includere la rete regionale di gasdotti nell'ambito della metodologia dei prezzi di riferimento, in quanto sia la rete nazionale sia quella regionale di gasdotti soddisfano i requisiti del Codice TAR per la definizione di servizio di trasporto, e cioè di un servizio i cui costi sono causati dai *driver* di costo della capacità (tecnica o contrattuale) e della distanza e sono correlati all'investimento nell'infrastruttura e al funzionamento della medesima.

Con riferimento ai criteri di regolazione della qualità del trasporto del gas naturale, il documento per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/gas, ha illustrato le proposte iniziali dell'Autorità in materia di qualità e innovazione del servizio. Per il 5PRT, l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare quanto attualmente in vigore, rafforzando alcune disposizioni in materia di sicurezza delle reti di trasporto, con l'obiettivo di aumentare l'affidabilità e la sicurezza delle infrastrutture. In particolare, l'Autorità ha, tra l'altro, prospettato di:

- rafforzare gli obblighi relativi alla sorveglianza della rete;
- razionalizzare e semplificare il quadro regolatorio in materia di continuità del servizio di trasporto alternativo con carro bombolaio, con l'obiettivo di aumentare il livello di affidabilità, sicurezza e continuità operativa del servizio e allocare opportunamente i costi e le responsabilità legate al servizio, in modo tale da fornire i corretti incentivi alla minimizzazione degli oneri;
- semplificare il quadro regolatorio in materia di qualità commerciale e migliorare gli standard prestazionali nei confronti degli utenti del servizio;
- introdurre meccanismi volti a promuovere, in ottica sperimentale, utilizzi innovativi delle reti di trasporto e, in particolare, lo sviluppo di tecnologie innovative per l'integrazione di gas diversi dal gas naturale (quali ad esempio il biometano, altri *green gas* e i gas sintetici) nelle reti di trasporto esistenti, a fronte delle nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e dall'ampia diffusione della generazione da fonti rinnovabili.

Con la delibera 10 maggio 2018, 280/2018/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale 2018-2019* (RTTG) (Allegato A alla delibera 3 agosto 2017, 575/2017/R/gas), ha approvato i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2019 e, conseguentemente approvato, con delibera 1 giugno 2018, 306/2018/R/gas, i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2019. L'Autorità, con delibera 19 luglio 2018, 390/2018/R/gas, ha inoltre approvato in via definitiva i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2018, al fine di tener conto dei valori di consuntivo relativi all'anno 2017.

GNL - Tariffe di rigassificazione

L'Autorità, con la delibera 26 luglio 2018, 398/2018/R/gas ha disposto la chiusura del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 3356/2016 e n. 3552/2016, avviato con delibera 548/2017/R/gas, per l'individuazione del criterio di riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del gas naturale liquefatto (GNL) necessario alla produzione di energia elettrica della società OLT Offshore LNG Toscana.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas, finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per il quinto periodo di regolazione e in materia di separazione contabile relativa ai servizi di Small Scale LNG, in data 20 novembre 2018, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 590/2018/R/gas contenente gli orientamenti dell'Autorità in materia di condizioni tecniche ed economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di GNL, allo scopo di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi di Small Scale LNG forniti dai terminali di GNL e sviluppare la definizione degli obblighi di separazione contabile.

In data 20 dicembre 2018 con la delibera 398/2018/R/gas l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie per l'anno 2019 presentate dalle imprese di rigassificazione, ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL, e contestualmente approvato le modifiche e integrazioni alla regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (RTRG) necessarie per conguagliare gli scostamenti tra i dati patrimoniali di consuntivo e i dati di preconsuntivo.

Tariffe di Stoccaggio

In data 8 febbraio 2018, l'Autorità ha avviato, con la delibera 68/2018/R/gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS) e ha esteso i criteri vigenti all'anno 2019. L'Autorità, con la delibera 28 giugno 2018, 360/2018/R/gas, ha approvato in via definitiva i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018 per le società Stogit ed Edison Stoccaggio.

In data 20 dicembre 2018, con le delibere 696/2018/R/gas e

697/2018/R/gas, l'Autorità ha determinato rispettivamente i ricavi d'impresa in via provvisoria per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2019 per le società Stogit ed Edison Stoccaggio, e i ricavi d'impresa 2018 per il servizio di stoccaggio della società Ital Gas Storage, relativi al nuovo giacimento localizzato presso il comune di Cornegliano Laudense.

Successivamente, in data 12 marzo 2019, con la delibera 90/2019/R/gas, l'Autorità ha determinato i ricavi d'impresa, in via provvisoria, per il servizio di stoccaggio relativo alla società Ital Gas Storage per l'anno 2019.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

La delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/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 2014-2019* (RTDG), in vigore nel triennio 2017-2019, a valle delle revisioni infraperiodo in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura elettronici.

In materia di determinazioni tariffarie, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, per l'anno 2018 sono state approvate con la delibera 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas. Con il medesimo provvedimento sono stati approvati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018 e l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 8 febbraio 2018, 66/2018/R/gas, sono state approvate opzioni tariffarie gas diversi per l'anno 2018 i cui valori non erano stati pubblicati, a causa di un errore materiale, con la delibera 859/2017/R/gas.

La delibera 15 marzo 2018, 148/2018/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2018.

Con la delibera 15 marzo 2018, 149/2018/R/gas, sono state approvate tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2018 e le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da quattro imprese distributrici.

Con la delibera 29 marzo 2018, 177/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2018.

Con la delibera 29 marzo 2018, 180/2018/R/gas, è stato rideterminato il valore dell'importo di perequazione bimestrale d'acconto relativo al servizio di distribuzione di gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018 relativo all'impresa SES Reti, precedentemente approvato con la delibera 859/2017/R/gas, a seguito dell'accettazione di un'istanza di rettifica di dati fisici presentata entro la data del 15 febbraio 2018.

Con la delibera 5 aprile 2018, 209/2018/R/gas, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017 a rettifica di errori emersi in relazione alle determinazioni assunte nella delibera 149/2018/R/gas per quattro località servite con il gas naturale.

Con la delibera 19 luglio 2018, 389/2018/R/gas, l'Autorità ha posticipato i termini di scadenza previsti dall'articolo 46 della RTDG, relativi al processo di quantificazione degli importi di perequazione del gas naturale per l'anno 2017. Il differimento è risultato necessario per rendere compatibili i predetti termini di scadenza con le modifiche dei meccanismi di calcolo della componente DEF_{tc} di cui all'articolo 43 della RTDG, previste dalla delibera 6 luglio 2017, 513/2017/R/gas, come modificata dalla delibera 29 marzo 2018, 190/2018/R/gas.

Con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che partirà successivamente al 31 dicembre 2019.

Con la delibera 11 dicembre 2018, 645/2018/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione per gli anni dal 2009 al 2017, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2018.

Con la delibera 18 dicembre 2018, 667/2018/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie negli anni 2014-2017, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

In relazione ad altre tematiche di natura tariffaria, si evidenzia che, a partire dalle tariffe dell'anno 2018, trovano applicazione le disposizioni previste dall'articolo 31, comma 2, della RTDG che prevedono l'applicazione di un tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale per le località in avviamento; l'ammontare di tale tetto è stabilito pari a 5.250 euro/pdr espresso a prezzi 2017.

Con la delibera 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas, è stato avviato un procedimento in materia di reti isolate di GNL per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante *Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.*

Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 5 aprile 2018, 216/2018/R/gas, in cui sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo n. 257/16 in materia di reti isolate di GNL, in merito alle tematiche di natura tariffaria relative alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete necessarie per la distribuzione del GNL mediante tali reti.

In particolare, l'Autorità ipotizza che, ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL (da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale), in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Nel medesimo documento di consultazione è stato ipotizzato che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto dall'ambito gas diversi.

Nel medesimo documento di consultazione l'Autorità ritiene che il regime tariffario sopra descritto troverà applicazione fintantoché tali reti rimarranno isolate e non interconnesse. Una volta interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale, troverà invece applicazione la regolazione tariffaria prevista per la distribuzione del gas naturale.

Nel caso delle reti isolate di GNL rigassificato realizzate in Sardegna, nel momento in cui tali reti saranno interconnesse con reti di trasporto nazionale o regionale, l'Autorità ritiene ragionevole ipotizzare che possa essere costituito un ambito tariffario specifico per la Sardegna.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 29 marzo 2018, 173/2018/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano, dove peraltro è confluito il procedimento avviato con la delibera 3 aprile 2017, 239/2017/R/gas, relativo all'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale così come definite dall'Allegato A della delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas.

Successivamente nel documento per la consultazione 28 giugno 2018, 361/2018/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione:

- alle modifiche da apportare alla Sezione I dell'Allegato A alla delibera 46/2015/R/gas, a seguito della cessazione del periodo di *standstill* conseguente al recepimento a livello nazionale della norma CEN EN 16723-1 (ora UNI EN 16723-1), anche alla luce delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018;
- all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018, per quanto di competenza dell'Autorità.

Con la delibera 29 gennaio 2019, 27/2019/R/gas, l'Autorità ha provveduto a:

- aggiornare le disposizioni in materia di specifiche di qualità del biometano per l'immissione nelle reti del gas naturale contenute nell'articolo 3.2 dell'Allegato A alla delibera 46/2015/R/gas:
 - introducendo per i gestori di rete nuovi riferimenti in relazione alle specifiche di qualità del biometano e precisamente il decreto² 18 maggio 2018 per le componenti comuni al gas naturale; la norma UNI EN 16723-1 per le componenti specifiche del biometano; il Rapporto tecnico UNI/TR 11537 per i componenti cloro e fluoro; la norma UNI EN 16726 per quanto riguarda le componenti comuni al gas naturale non previste dal decreto 18 maggio 2018, in particolare l'idrogeno;
 - individuando come riferimento per le modalità operative dei processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete che i gestori devono seguire, la norma UNI EN 16723-1, la norma UNI EN 16723-2 e il Rapporto tecnico UNI/TR 11537;

- introdurre le disposizioni attuative del decreto 2 marzo 2018, che confermano, tra l'altro l'individuazione del GSE come soggetto a cui è affidato il compito di svolgere l'attività di certificazione delle quantità prodotte destinate al trasporto;
- dare evidenza della necessità di svolgere ulteriori approfondimenti al fine di:
 - individuare la soluzione più efficiente a livello di sistema per gestire le restrizioni nelle specifiche di qualità previste dalla norma UNI EN 16723-2 per l'utilizzo del biometano nei trasporti rispetto alle specifiche individuate dalla norma UNI EN 16723-1 per l'immissione in rete;
 - valutare l'ipotesi di affidare al Comitato italiano gas (CIG) il compito di redigere specifiche Linee guida, per supportare i produttori di biometano e i gestori di rete nella stesura del piano di valutazione dei rischi connessi all'immissione in rete, con riferimento anche alle tematiche relative alla tutela della salute pubblica, sulla base delle indicazioni contenute nel Rapporto tecnico UNI CEN/TR 17238.

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario

Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e Analisi costi-benefici

Con riferimento ai Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2017, l'Autorità ha provveduto ad avviare la consultazione pubblica nel febbraio 2018. Nell'ambito della consultazione, l'Autorità ha organizzato, in data 21 marzo 2018, un seminario aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas (quali operatori, consumatori e loro associazioni) in materia di metodologie di valutazione di interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas e di analisi costi-benefici, con la presentazione di *best practice* nazionali e internazionali, al fine di stimolare la discussione intorno al tema utile alla definizione, da parte dell'Autorità, di Linee guida da applicare a livello nazionale nell'ambito dei Piani di sviluppo. La consultazione dei Piani 2017 si è conclusa in data 30 aprile 2018, e le osservazioni presentate dagli *stakeholder*, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet.

Dando seguito alle previsioni della delibera 689/2017/R/gas - con cui l'Autorità, nell'esprimere le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo 2014, 2015 e 2016, ha dato avvio a un percorso di confronto tra Uffici e gestori delle reti di trasporto finalizzato a individuare una metodologia condivisa di analisi costi-benefici - in data 5 luglio 2018

l'Autorità, con il documento di consultazione 374/2018/R/gas ha espresso i propri orientamenti in materia di requisiti minimi informativi e linee guida per l'Analisi costi-benefici (ACB) per la valutazione economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

Successivamente, la delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, ha introdotto nuove disposizioni in relazione alle modalità di consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e contestualmente approvato i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani, in relazione alla completezza e alla trasparenza delle informazioni e all'ACB, rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell'Autorità. In particolare, con tale delibera l'Autorità ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas., di redigere una proposta di criteri applicativi dell'ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto contenuti nei Piani, da sviluppare in coerenza con i requisiti minimi stabiliti dalla delibera stessa e da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, degli altri gestori di rete e di tutti i soggetti interessati.

In data 21 gennaio 2019, l'Autorità ha provveduto ad avviare la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2018. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 29 marzo 2019, l'Autorità ha dato mandato all'impresa maggiore

2 Decreto con cui è stata aggiornata la precedente regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile, approvata con il decreto 19 febbraio 2007.

di trasporto di organizzare un *workshop* finalizzato a presentare i principali interventi dei Piani 2018 rientranti nell'ambito di applicazione dell'ACB, nonché la proposta di criteri applicativi dell'ACB, redatta dall'impresa maggiore di trasporto ai sensi di quanto disposto dalla delibera 468/2018/R/gas. Il *workshop*, organizzato dall'impresa

maggiore di trasporto, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, nonché con gli Uffici dell'Autorità, si è svolto in data 13 marzo 2019 e ha visto la partecipazione di una variegata platea di *stakeholder* (operatori e consumatori).

Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 5 marzo 2019, 75/2019/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per le imprese distributrici di gas naturale per l'anno 2015. In tale delibera è stato disposto di rinviare a successivo provvedimento la determinazione di tali premi e penalità per alcune imprese distributrici. Un'impresa ha richiesto di essere ascoltata in audizione finale. In relazione ad altre due imprese, nel corso dell'istruttoria, è emersa una criticità dipendente dalla rappresentazione di un impianto di distribuzione nella Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità. Al fine di risolvere tale criticità la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2015 è stata rinviata a successivo provvedimento.

Per l'anno 2015, complessivamente, sono stati erogati premi per 44 milioni di euro.

Con la delibera 75/2019/R/gas l'Autorità ha anche previsto la possibilità di rettificare i dati della sicurezza e continuità anche in occasione della messa a disposizione dei risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno di interesse. Infatti, in concomitanza alla messa a disposizione dei risultati per l'anno 2015 alcune imprese hanno formulato osservazioni sostenendo, in molti casi, di aver commesso meri errori materiali in fase di comunicazione dei dati. Al fine di evitare che tali imprese, astrattamente meritevoli di premi per aver migliorato la sicurezza dei propri impianti li perdessero, l'Autorità ha concesso la rettifica dei dati dell'anno 2015 e ha introdotto una modifica della *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione*

2014-2019 (RQDG), così come descritto nel successivo paragrafo.

La delibera 75/2019/R/gas, infine, ha disposto il pagamento dei premi al netto dell'anticipazione già disciplinata con la delibera 2 agosto 2018, 421/2018/R/gas. Con tale delibera l'Autorità ha previsto nelle more delle conclusioni del procedimento, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benessere rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2015, un'anticipazione nella misura dell'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2015 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità).

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Come già accennato con la delibera 75/2019/R/gas l'Autorità ha introdotto una modifica alla RQDG che consentirà alle imprese partecipanti al meccanismo dei premi e delle penalità, in caso di errore materiale, di chiedere la rettifica dei dati di sicurezza e continuità in occasione della messa a disposizione dei risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno di interesse.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Con la delibera 20 settembre 2018, 458/2018/E/gas, è stato intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas di comunicare i dati della sicurezza e continuità e della qualità

commerciale, ai sensi degli articoli 28 e 64 della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, relativi all'anno 2017.

La delibera 5 dicembre 2018, 627/2018/E/gas ha intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas la comunicazione dei dati relativi all'anno 2017 in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas, ai sensi dell'articolo 11, comma 2, della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas.

Anche per l'anno 2018 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 15 marzo 2018, 147/2018/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici, con l'obiettivo di verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento e sottoporre, nei casi di controllo telefonico con esito non conforme, l'impresa distributtrice a verifica ispettiva. Nei primi mesi del 2019, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- 14 gennaio 2019, DSAI/1/2019/gas nei confronti dell'impresa Goldengas;
- 22 febbraio 2019, DSAI/8/2019/gas nei confronti dell'impresa Verducci Distribuzione.

Con la delibera 20 settembre 2018, 455/2018/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 5 verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2017, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la delibera 14 giugno 2018, 327/2018/E/gas, l'Autorità ha approvato per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019, l'effettuazione di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti delle imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda Speciale Innovhub - Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili con l'intento di accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2018 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e dal decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, relative agli scostamenti tra valore di rimborso (VIR) e valore regolatorio degli asset (RAB) e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti. In relazione alla prima attività, con la delibera 17 maggio 2018, 283/2018/R/gas, la delibera 17 maggio 2018, 284/2018/R/gas, e la delibera 19 febbraio 2019, 56/2019/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'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, come modificato in ultimo dall'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto, 2017, n. 124, rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem Livorno, Vicenza 3 - Valli Astico Leogra e Timonchio e Modena 1 - Nord.

Con riferimento all'attività di analisi della documentazione di gara, la delibera 26 luglio 2018, 399/2018/R/gas

ha riportato le osservazioni dell'Autorità in merito alla documentazione inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, dal Comune di Udine, stazione appaltante dell'Atem Udine 2 - Città di Udine e Centro.

Con la determina 8 giugno 2018, n. 6/2018 in merito all'aggiornamento della stratificazione standard dei valori di rimborso ai sensi dell'articolo 25, comma 3, della RTDG, per gli anni 2016 e 2017, l'Autorità ha proceduto, in coerenza con quanto previsto dalla determina 5 febbraio 2016, 4/2016, ad aggiornare per gli anni 2016 e 2017, sulla base dei dati resi disponibili all'Autorità nell'ambito delle raccolte dati ai fini tariffari:

- la stratificazione *standard* del VIR, ai sensi dell'articolo 25, comma 3, della RTDG, con riferimento ai misuratori elettronici e ai dispositivi *add-on*;
- il vettore dei pesi *standard* ai fini della ripartizione del VIR per tipologia di cespite.

Con la determina 11 luglio 2018, n. 8/2018³ l'Autorità ha istituito la "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB". Tale piattaforma è funzionale all'efficiente e sistematica acquisizione della documentazione prevista:

- dall'articolo 11 della delibera 905/2017/R/gas, per i Comuni ricadenti nel "regime ordinario individuale per Comune" di cui all'articolo 3.1, lettera a), dell'Allegato A alla medesima delibera;
- dall'articolo 21, comma 1, della delibera 905/2017/R/gas, per i Comuni ricadenti nel "regime semplificato individuale per Comune" di cui all'articolo 3.1, lettera b), dell'Allegato alla stessa delibera.

La piattaforma rende disponibili, tra le altre, apposite maschere, definite in base alle previsioni della medesima determina n. 8/2018-DIEU.

La compilazione delle maschere della piattaforma deve essere effettuata solamente per i Comuni ricadenti nel "regime ordinario individuale per Comune" e nel "regime semplificato individuale per Comune" di cui, rispettivamente, all'articolo 3.1, lettera a), e all'articolo 3.1, lettera b), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas, per i quali si verificano scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%.

L'accesso alla piattaforma avviene previo accreditamento della stazione appaltante, mediante inserimento dei dati di accesso. L'accesso è consentito alla persona fisica, dotata di *smart card*, che, per conto della stazione appaltante, risulta autorizzata all'accesso all'area dedicata prevista dalla determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione dell'Autorità 14 marzo 2014, n. 5.

Con la determina 11 luglio 2018, n. 9/2018 "Disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ai sensi della legge n. 124/17, come attuata con delibera 905/2017/R/gas", l'Autorità ha istituito la "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB semplificato d'ambito".

Tale piattaforma è stata predisposta al fine di dare attuazione alle disposizioni di cui alla legge n. 124/17 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), la quale ha introdotto

norme per la semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso. La piattaforma rende disponibili apposite maschere, definite in base alle previsioni della medesima determinazione n. 9/2018.

La compilazione delle maschere della piattaforma deve essere effettuata qualora ricorrano, per i Comuni ricadenti nel "regime semplificato d'ambito *ex lege* n. 124/17", di cui all'articolo 3.1, lettera c), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas, le condizioni di cui all'articolo 1, comma 93, della legge n. 124/17.

Anche in questo caso, l'accesso alla piattaforma avviene previo accreditamento della stazione appaltante, mediante inserimento dei dati di accesso. L'accesso è consentito alla persona fisica, dotata di *smart card*, che, per conto della stazione appaltante, risulta autorizzata all'accesso all'area dedicata prevista dalla determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione dell'Autorità 14 marzo 2014, n. 5.

Con la determina 7 agosto 2018, n. 12/2018, "Modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara", l'Autorità ha reso pubbliche le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette rivalutate nei casi di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore, sia ai fini del confronto con il valore di rimborso (VIR), sia ai fini della pubblicazione di valori di stima della RAB nei bandi di gara, che trovano applicazione in caso di disponibilità della stratificazione del valore di ricostruzione a nuovo (VRN).

In data 10 aprile 2018, in attuazione a quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità 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 (dati RAB), in seguito all'emanazione della delibera 177/2018/R/gas con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2018.

³ Determina 11 luglio 2018, n. 8/2018 - Aggiornamento delle disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della delibera 905/2017/R/gas, e abrogazione della determina 1/2015.

I dati RAB sono stati 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 medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

In data 24 aprile 2018, in attuazione a quanto indicato nella determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità 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 2015 (dati RAB), in seguito all'emanazione della delibera 149/2018/R/gas con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, e della delibera 209/2018/R/gas con la quale sono stati rideterminati i valori delle tariffe di riferimento di alcune località.

I dati RAB sono stati 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 medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Con la determina 28 dicembre 2018, 15/2018, *Aggiornamento, per gli anni 2017 e 2018, dei valori di riferimento per il calcolo degli indici di cui all'allegato A della delibera 414/2014/R/gas rilevanti ai fini delle verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB*, l'Autorità ha aggiornato, per gli anni 2017 e 2018, i valori di riferimento degli indici di cui all'allegato A alla succitata delibera 7 agosto 2014, 414/2014/R/gas.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato e comporta tutt'ora 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.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico ad un altro procedimento, quello di verifica dei bandi di gara di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale 226/11 e successive modifiche e integrazioni.

Di seguito sono elencate le 56 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'articolo 3, comma 1, lettera a), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'articolo 3, comma 1, lettera b), del medesimo Allegato A, per un totale di circa 1264 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Di quest'ultimi, circa 397 Comuni sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

Si evidenzia, inoltre, che il Comune di Napoli, stazione appaltante dell'Atem Napoli - Città di Napoli e Impianto Costiero ha inviato all'Autorità, tramite "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB semplificato d'ambito" la documentazione prevista dall'Allegato A della delibera 905/2017/R/gas.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità Montana Vallecamonica	Brescia 1 - Nord - Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 - Nord
Comune di Reggio Emilia	Reggio 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 Ancona	Ancona
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
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 Bologna 2 - Provincia
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 - Sud Est
Comune di Lucca	Lucca
Comune di Rimini	Rimini
Provincia di Cremona	Cremona 2 - Centro e Cremona - 3 Sud

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
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 Pordenone	Pordenone
Comune di Trieste	Trieste
Comune di Dalmine	Bergamo 3 - Dintorni ad Ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 - Provincia Nord - Ovest
Comune di Prato	Provincia di Prato
Provincia di Biella	Biella
Comune di Cuneo	Cuneo 2 - Città di Cuneo e Sud
Comune di Firenze	Firenze 1 - Città e Impianto di Firenze Firenze 2 - Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 - Oltrepò Pavese
Comune di Saluzzo	Cuneo 1 - Nord - Ovest
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 Ivrea	Torino 5 - 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 Albano Laziale	Roma 4 - Litorale Sud e Castelli Romani
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 - Sud

Capitolo 5



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE IDRICO**

SETTORIALE

Attività svolta

Nel 2018 e nei primi mesi del 2019, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, Autorità), nell'ambito delle competenze attribuitele nel settore idrico, ha rivolto la propria attività prevalentemente al consolidamento del quadro regolatorio definito negli anni precedenti. Ciò, in particolare, procedendo al monitoraggio e al controllo per la verifica della corretta applicazione delle regole e delle procedure introdotte per tener conto delle specificità che caratterizzano il comparto – tra le quali le rilevanti disomogeneità territoriali in ordine alle prestazioni erogate e l'elevata frammentazione degli assetti gestionali – e tese alla promozione degli investimenti e al rafforzamento delle misure a tutela dell'utenza.

Al fine di favorire un graduale processo di razionalizzazione e convergenza del settore verso assetti gestionali industriali, l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio degli assetti locali e, anche a seguito di specifiche previsioni normative con le quali sono state individuate risorse da destinare alla realizzazione di interventi volti al superamento di gravi criticità infrastrutturali, ha ritenuto necessario avviare il percorso per una regolazione basata su un continuo monitoraggio dei potenziali beneficiari, mantenendo una visione integrata sulle molteplici fonti di finanziamento attivabili. L'Autorità ha, pertanto, sviluppato e approfondito le analisi e le valutazioni necessarie a contribuire, per quanto di competenza e in un quadro di collaborazione interistituzionale, all'individuazione del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico*, nonché al completamento dell'iter avente ad oggetto lo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (DCPM) per disciplinare i criteri di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche (atteso da oltre 3 anni).

Il consolidamento del quadro regolatorio del settore idrico è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- le verifiche istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 proposte dai vari soggetti competenti, accertando puntualmente la coerenza tra gli obiettivi specifici fissati da ciascun ente di governo dell'ambito, gli investimenti programmati (come dettagliati nel programma degli interventi, che deve recepire anche gli obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità) e le elaborazioni tariffarie (riportate nel piano economico-finanziario) come risultanti dall'applicazione delle regole stabilite dall'Autorità medesima per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- la prosecuzione delle attività di approfondimento in materia di *unbundling* contabile del servizio idrico integrato, con l'analisi dei primi dati acquisiti a cui sono seguiti alcuni interventi volti alla semplificazione e al miglioramento dell'informazione in vista della seconda edizione della raccolta dati (relativa all'esercizio 2017) e un focus specifico sulle modalità di rendicontazione della componente tariffaria Fondo nuovi investimenti (FoNI);
- l'avvio delle attività funzionali al monitoraggio della prima applicazione della riforma dei corrispettivi da applicare all'utenza, che gli enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti, sono tenuti ad adottare (a decorrere dal 1 gennaio 2018) per il riordino della struttura delle articolazioni tariffarie;
- la prosecuzione delle attività finalizzate all'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel servizio idrico integrato (di seguito anche SII), al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte del servizio e nei regolamenti d'utenza dei diversi gestori;
- l'avvio di un procedimento per il monitoraggio sull'applicazione della regolazione della qualità contrattuale, nonché per l'integrazione della regolazione medesima alla luce dell'implementazione dei nuovi criteri di articolazione tariffaria e della recente normativa in materia di fatturazione elettronica e misura d'utenza;
- il rafforzamento delle attività di controllo sulla realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato, al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori, nonché di individuare - per quanto di competenza - possibili profili di responsabilità legati alla mancata attuazione degli interventi infrastrutturali previsti;
- l'avvio di un'indagine conoscitiva sulle modalità di trattamento, recupero e smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue – già oggetto di specifico intervento nell'ambito della citata regolazione della qualità tecnica in vigore dal 2018 – al fine di favorire la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative volte

al recupero di materia dai fanghi, nonché, più in generale, di accompagnare e stimolare ulteriormente la transizione a un'economia circolare del settore della depurazione.

L'Autorità, infine, come meglio dettagliato nel Capitolo 9, ha rafforzato il sistema di tutele a beneficio degli utenti dei servizi idrici maggiormente vulnerabili o colpiti da eventi di eccezionale gravità. Si rammentano al riguardo:

- la definizione delle modalità per l'applicazione delle disposizioni in materia di bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati, al fine di favorire l'attuazione del sistema di compensazione (introdotto alla fine del 2017) della spesa per la fornitura idrica sostenuta dagli utenti in condizioni di vulnerabilità economica, in coerenza con quanto previsto in materia di tariffa sociale del SII dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 13 ottobre 2016;
- l'adozione di interventi a tutela delle popolazioni colpite dagli eventi calamitosi, e in particolare, in considerazione delle più recenti modifiche normative, l'aggiornamento del sistema di tutele definito nel corso del 2017 in favore degli utenti colpiti dagli eventi sismici verificatisi a far data

dal 24 agosto 2016 nel Centro Italia, nonché la definizione di misure specifiche in favore degli utenti colpiti dagli eventi sismici del 21 agosto 2017 che hanno interessato alcuni comuni dell'isola di Ischia e in favore della popolazione coinvolta dal crollo del ponte Morandi di Genova il 14 agosto 2018.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritte le attività relative ai servizi idrici sulle quali l'Autorità ha concentrato il proprio impegno nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019, suddivise in quattro sezioni, dedicate, rispettivamente, ai rapporti istituzionali e agli assetti locali del servizio idrico integrato, all'applicazione della regolazione tariffaria e dei connessi criteri dettati per il miglioramento delle prestazioni tecniche dei gestori, ai lavori per il completamento delle misure tese ad assicurare l'accesso universale all'acqua (anche agli utenti morosi), all'attività di monitoraggio (in particolare sugli *standard* di qualità contrattuale garantiti all'utente e sulla capacità di realizzazione degli investimenti previsti) per una regolazione dinamica del SII.

Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato

Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato

L'articolo 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'articolo 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164, prevede che entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/06, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito;
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del

servizio idrico integrato;

- 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.

A partire dal 2015, l'Autorità ha dato attuazione a tale previsione normativa mediante la redazione di specifiche Relazioni semestrali¹.

Nel corso del 2018 sono state predisposte le Relazioni 28 giugno 2018, 368/2018/I/idr, e 20 dicembre 2018, 701/2018/I/idr, segnalando i casi di permanenza di profili

1 Per una illustrazione dettagliata degli esiti della costante attività di monitoraggio svolta dall'Autorità, si rinvia a:

- prima Relazione semestrale sullo stato del riordino dell'assetto locale del settore, illustrata nell'ambito della presentazione al Governo e al Parlamento, il 24 giugno 2015, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (Vol. 1);
- Relazione 28 dicembre 2015, 665/2015/I/idr;
- Relazione 7 luglio 2016, 376/2016/I/idr;
- Relazione 28 dicembre 2016, 811/2016/I/idr;
- Relazione 28 giugno 2017, 499/2017/I/idr;
- Relazione 21 dicembre 2017, 898/2017/I/idr;
- Relazione 28 giugno 2018, 368/2018/I/idr;
- Relazione 20 dicembre 2018, 701/2018/I/idr.

di criticità e di inottemperanza alle disposizioni normative vigenti, costituendo essi, di fatto, ulteriori ostacoli nel percorso volto alla razionalizzazione degli assetti del settore e, più in generale, allo sfruttamento delle economie di scala a beneficio dell'utente idrico.

In particolare, monitorando le diverse casistiche locali, si sono registrate evoluzioni nei percorsi di superamento delle criticità relative alla costituzione degli enti di governo dell'ambito, concentrate prevalentemente non già sul profilo dell'istituzione quanto su quello dell'operatività dei medesimi. Sono state evidenziate, poi, le situazioni di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito e, sulla base dalle mappature effettuate nel 2018, le realtà in cui si riscontra la presenza di gestori cessati *ex lege* (in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito), che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, in violazione di quanto previsto all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06; tali realtà risultano in progressiva diminuzione, ma ancora diffuse (in particolare in Molise, Campania, Calabria e Sicilia).

Lo stato degli assetti locali del servizio idrico integrato rilevato nel corso del 2018, si è, dunque, caratterizzato per i seguenti elementi:

- il completamento dei percorsi di adesione degli enti

locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni);

- la razionalizzazione del numero degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), giunti a 62 (nel 2015 si contavano 71 ATO);
- l'evoluzione dei percorsi verso l'operatività degli enti di governo dell'ambito nelle aree territoriali in cui residuano criticità nei processi di *institutional building*, tali per cui l'inerzia decisionale e la carenza gestionale, oltre a originare inadempimenti regolatori, hanno generato condizioni di stallo, con un ciclo idrico ancora incompleto, nelle fasi a monte (difficoltà di approvvigionamento ovvero turnazioni) e nelle fasi a valle (prevalentemente per mancanza di tratti di rete fognaria o di impianti di depurazione);
- l'esigenza di prosecuzione del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente.

Nelle citate Relazioni semestrali del 2018 è stato, infine, fornito un quadro aggiornato dell'evoluzione della legislazione regionale in materia di delimitazione degli ATO e più in generale di gestione del servizio idrico integrato, evidenziando gli sviluppi normativi anche a seguito delle pronunce della Corte costituzionale sui ricorsi promossi dallo Stato nei confronti delle Regioni.

Definizione del Piano nazionale di interventi nel settore idrico

Primo elenco degli interventi per la sezione acquedotti del Piano nazionale

Ai 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", l'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020") dispone che 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", per la cui definizione il comma 517 della norma in parola prevede che l'Autorità – sentiti le Regioni e gli enti locali interessati, sulla base

delle programmazioni esistenti nonché del monitoraggio sull'attuazione dei piani economici finanziari dei gestori – trasmetta 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 prioritari: a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili;

- sezione "invasi", per la cui definizione il successivo comma 518 dispone che il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti definisca l'elenco degli interventi necessari e urgenti, con specifica indicazione delle priorità, delle modalità e dei tempi di attuazione, tenuto conto dei seguenti obiettivi prioritari: a) completamento

di interventi riguardanti grandi dighe esistenti o dighe incompiute; b) recupero e ampliamento della capacità di invaso e di tenuta delle grandi dighe e messa in sicurezza di derivazioni idriche prioritarie per rilevanti bacini di utenza in aree sismiche e a elevato rischio idrogeologico.

Per promuovere una più tempestiva ed efficace implementazione della nuova disciplina, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento, nell'ambito del quale, con delibera 18 gennaio 2018, 25/2018/R/idr, si è proposta di:

- esplicitare, tra gli interventi urgenti, necessari a perseguire gli obiettivi prioritari enucleati al comma 517, art. 1, della legge 205/17, quelli:
 - riconducibili anche a usi diversi dal civile;
 - non programmabili nelle pianificazioni di ambito, quali ad esempio gli interventi che si renderebbero necessari per il raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, ma che, sulla base dei piani economico-finanziari adottati dai soggetti competenti, non appare possibile sostenere finanziariamente, ovvero quelli che per area di riferimento eccederebbero i confini territoriali di competenza del singolo ente di governo;
 - riferibili ad aree caratterizzate da profili di difficile sostenibilità;
- monitorare, anche avvalendosi della Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito, CSEA) e tenuto conto di quanto previsto dal comma 517, art. 1, della legge 205/17, l'andamento dell'attuazione degli interventi ricompresi nella sezione "acquedotti" del richiamato Piano nazionale, favorendo il superamento di eventuali criticità che dovessero essere riscontrate dagli enti di governo dell'ambito e dagli altri soggetti coinvolti nella programmazione e nella realizzazione dei citati interventi.

Nel mese di febbraio 2018 l'Autorità, ha dunque proceduto a richiedere agli enti di governo dell'ambito (quali rappresentanti degli enti locali), con il coinvolgimento delle Regioni, informazioni volte alla selezione degli interventi urgenti sopra richiamati. Ha ricevuto 52 contributi, trasmessi dai soggetti competenti con riferimento ai singoli territori di pertinenza (in cui, complessivamente, risiedono circa 48 milioni di abitanti), contenenti 2.249 progetti/proposte

su aspetti eterogenei e caratterizzati da diversi gradi di priorità. A seguito di ulteriori approfondimenti e valutazioni istruttorie mirate alla selezione di proposte effettivamente eleggibili nell'ambito del primo stralcio del Piano nazionale, si è giunti a individuare un elenco di 66 interventi, dandone evidenza nella relazione 11 aprile 2018, 268/2018/I/idr e ricomprendendovi:

- per il servizio idrico integrato, gli interventi in stato di progettazione esecutivo-definitivo), già assoggettati all'istruttoria del soggetto competente, ente di governo dell'ambito e Regione, e sottoposti a verifiche dell'Autorità per coerenza con gli indicatori di qualità tecnica e di sostenibilità economica e finanziaria contemplati dallo specifico schema regolatorio del gestore pertinente. Ciò pur constatando la grande rilevanza strategica di taluni interventi che risultavano ancora nella cosiddetta fase di fattibilità;
- ulteriori interventi, comunque afferenti al servizio idrico integrato, richiesti da altre amministrazioni o enti non assoggettati alla regolazione dell'Autorità (prevalentemente consorzi di bonifica).

Nello scorso mese di ottobre, sulla base delle ulteriori informazioni acquisite in ordine alle programmazioni dei soggetti interessati dal primo elenco di interventi di cui alla relazione 268/2018/I/idr nonché tenuto conto sia di ulteriori 6 progetti segnalati come urgenti, sia degli atti adottati per far fronte a criticità di natura emergenziale che – alla luce della normativa vigente – devono essere menzionati nel Piano nazionale, l'Autorità ha aggiornato, con la relazione 23 ottobre 2018, 538/2018/I/idr, il predetto elenco.

Aggiornamento della disciplina e attività interistituzionale

Allo scopo di accelerare l'iter previsto per la completa attuazione delle disposizioni *ex lege* 205/17 sopra richiamate è stato attivato un tavolo interistituzionale presso il Dipartimento per la programmazione economica della Presidenza del Consiglio dei ministri. In quell'ambito l'Autorità ha potuto illustrare le elaborazioni e le valutazioni che hanno informato il primo elenco di interventi selezionato per la definizione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale, nonché contribuire, attraverso una puntuale profilatura dei soggetti regolati, a un rafforzamento dell'efficacia delle iniziative finanziabili con risorse pubbliche.

Successivamente, il quadro normativo di riferimento su cui l'Autorità ha iniziato a impostare le attività volte alla definizione del primo stralcio del Piano nazionale è stato integrato dalle disposizioni della legge 30 dicembre 2018, n. 145, recante *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021*, e, in particolare, dai commi 153, 154 e 155 dell'art. 1, tra l'altro prevedendo che "per l'attuazione di un primo stralcio del Piano nazionale di interventi nel settore idrico (...), e per il finanziamento della progettazione di interventi considerati strategici nel medesimo Piano è autorizzata la spesa di 100 milioni di euro annui per gli anni dal 2019 al 2028, di cui 60 milioni di euro annui per la sezione invasi". Alla luce delle riferite novità normative, l'Autorità, con delibera 12 febbraio 2019, 51/2019/R/idr, ha ritenuto opportuno integrare e rinnovare il procedimento di cui alla delibera 25/2018/R/idr, con l'obiettivo di:

- definire, ferme restando le attività istruttorie già svolte, le modalità più adeguate a individuare, anche con il coinvolgimento delle Autorità di distretto, le sinergie e le complementarietà tra gli interventi strategicamente rilevanti da ricomprendere nei vari

stralci del Piano nazionale a prescindere dal relativo stato di progettazione; ciò proseguendo le attività di coordinamento tra le amministrazioni coinvolte, anche al fine di adottare criteri di selezione coerenti e declinati in base alle garanzie di efficacia e rapidità di esecuzione degli interventi da finanziare;

- condurre ulteriori valutazioni alla luce della rinnovata e rafforzata attenzione che il legislatore ha posto sul contenimento delle dispersioni idriche;
- integrare le attività volte alla definizione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale anche con eventuali analisi di *sensitivity* di natura tariffaria, alla luce del completamento dell'operatività degli strumenti di finanziamento previsti;
- valutare, tenuto conto delle caratteristiche dei soggetti potenzialmente beneficiari di risorse pubbliche, le misure più idonee ad assicurare la capacità gestionale dell'operatore cui sarà affidata la conduzione delle opere finanziate dal Piano nazionale, quale presupposto per un impiego efficace delle risorse concesse.

Schema di DPCM inerente a interventi prioritari e criteri di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche

Nel corso del 2018 sono proseguite le interlocuzioni con i Ministeri coinvolti nell'*iter* per la definizione della proposta di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (DCPM) con il quale, a norma dell'art. 58 della legge 28 dicembre 2015, n. 221, verranno definiti gli interventi prioritari, i criteri e le modalità di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche² per "gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e depurazione, in tutto il territorio nazionale, e a garantire un'adeguata tutela della risorsa idrica e dell'ambiente secondo le prescrizioni dell'Unione europea e contenendo gli oneri gravanti sulle tariffe", prevedendo contestualmente che detto Fondo sia alimentato tramite una specifica componente della tariffa del servizio idrico integrato, da indicare separatamente in bolletta, volta anche alla copertura dei costi di gestione del Fondo medesimo, determinata dall'Autorità.

Nell'ambito delle citate interlocuzioni, l'Autorità ha fornito

specifici approfondimenti concernenti, in particolare, la stima dell'ammontare delle risorse derivanti da una componente della tariffa idrica destinabile annualmente al Fondo in parola (tenuto conto della necessità di assicurare la sostenibilità della tariffa applicata all'utenza), nonché l'indicazione delle tipologie di oneri che potrebbero configurarsi come costi di gestione del Fondo in questione.

Successivamente, con il provvedimento 18 dicembre 2018, 690/2018/I/idr, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole (con condizioni e osservazioni) sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri trasmesso dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il 4 dicembre 2018. Lo schema di decreto citato reca, tra l'altro, la disciplina dei seguenti aspetti:

- gli strumenti utilizzati dal Fondo, ossia la garanzia (prestata direttamente a beneficio del gestore titolato) di pagamento del "Valore di subentro riconosciuto"

² Istituito, ai sensi del citato art. 58, a decorrere dall'anno 2016 presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali.

(definito come "il Valore di subentro coperto dalla garanzia del fondo in relazione a operazioni di finanziamento degli interventi" individuati nel medesimo decreto), o, in alternativa, la garanzia di rimborso del credito vantato dai soggetti finanziatori o investitori nei confronti del gestore titolato;

- gli interventi per i quali può essere concessa la garanzia, ossia interventi previsti nel Piano nazionale e interventi, non ancora finanziati e avviati che si qualificano come necessari all'adeguamento ai parametri di qualità tecnica introdotti dall'Autorità con delibera 917/2017/R/idr, con priorità per gli interventi già pianificati e immediatamente cantierabili che presentino le caratteristiche esplicitate nel medesimo decreto);
- le modalità di gestione del Fondo, prevedendo che l'Autorità definisca, in particolare, i requisiti soggettivi dei richiedenti, le modalità e i termini di rilascio della garanzia del valore di subentro riconosciuto e delle garanzie di rimborso dei finanziamenti, le modalità di accantonamento, le procedure di escussione e di surroga nei diritti del creditore;
- il monitoraggio e la verifica del rispetto dei principi e dei criteri contenuti nel decreto, disponendo che l'Autorità, avvalendosi anche di CSEA per il controllo sullo sviluppo degli interventi:
 - acquisisca il relativo cronoprogramma, recante le fasi e i tempi di esecuzione dei medesimi;
 - acquisisca periodicamente dati volti ad accertare lo stato di avanzamento, nonché il dettaglio delle

motivazioni alla base di eventuali ritardi nell'esecuzione dei lavori;

- effettui controlli, anche nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione delle proposte tariffarie trasmesse dai soggetti competenti, tesi ad assicurare, tra l'altro, che non vi sia duplicazione degli oneri a carico del SII;
- pubblici nel proprio sito istituzionale lo stato di avanzamento degli interventi realizzati;
- le fonti di finanziamento del Fondo, prevedendo che l'Autorità individui un'apposita componente tariffaria, in modo tale da assicurare una dotazione sufficiente a soddisfare i fabbisogni per i quali il Fondo è preposto, mantenendo altresì in ogni momento l'equilibrio finanziario del medesimo;
- gli organi di amministrazione del Fondo, tra i quali viene ricompreso il Comitato di valutazione del rischio (istituito dall'Autorità) cui è demandato il compito di esprimere il parere in ordine alle modalità operative del Fondo e alle proposte di interventi da ammettere a garanzia di rimborso del credito.

Sullo schema di DPCM in parola, come integrato per tener conto delle osservazioni avanzate dalle amministrazioni interessate, è stato acquisito, ai sensi dell'art. 58, comma 2, della legge 221/15, il concerto dei Ministeri competenti, nonché l'intesa della Conferenza unificata in data 24 gennaio 2019.

Gruppo di lavoro sulla proposta di aggiornamento della direttiva sulle acque potabili

Come risposta alla prima iniziativa dei cittadini europei "Right2Water" – con cui veniva richiesto in particolare che "l'UE intensifichi il proprio impegno per garantire un accesso universale all'acqua potabile e ai servizi igienico-sanitari", peraltro in linea con l'obiettivo di sviluppo sostenibile fissato nel 2015 dall'Agenda 2030 delle Nazioni Unite – con il documento COM(2017) 753 final, del 1° febbraio 2018, la Commissione europea ha presentato una proposta di modifica della direttiva 98/83/CE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. Come evidenziato dalla valutazione compiuta nell'ambito del

programma REFIT (*Regulatory Fitness and Performance Programme*)³, volto al controllo dell'adeguatezza e dell'efficacia della regolamentazione, la revisione della disciplina vigente risponde alle seguenti principali esigenze:

- rendere coerente il set di parametri da sottoporre a monitoraggio e i relativi limiti normativi con le più recenti conoscenze scientifiche;
- approfondire la valutazione dei rischi sulla salute umana;
- accrescere la chiarezza e la trasparenza delle informazioni da comunicare agli utenti.

3 https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/evaluating-and-improving-existing-laws/refit-making-eu-law-simpler-and-less-costly_it.

Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità ha partecipato a un tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e l'Istituto Superiore di Sanità, volto alla predisposizione di contributi, anche fornendo specifiche osservazioni, in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri stati membri. Il contributo dell'Autorità ha avuto ad oggetto prevalentemente le misure in discussione per rafforzare la trasparenza dei dati (economici, tecnici e afferenti la qualità dell'acqua erogata) nei confronti dell'utenza, oltre a valutazioni tecniche tese

a rendere più efficace e rapida l'applicazione (da parte dei diversi soggetti coinvolti) delle nuove disposizioni che verranno recepite a livello nazionale.

Il dibattito in seno al Consiglio europeo, dapprima guidato dalla presidenza austriaca e successivamente da quella rumena, è terminato con l'adozione, nel corso del "Consiglio Ambiente" del 5 marzo 2019, di un testo in cui è stata espressa la posizione del Consiglio sulla proposta di revisione della direttiva. Il processo di revisione, tuttavia, alla data di redazione della presente Relazione, non è ancora concluso, dal momento che seguiranno i negoziati interistituzionali tra Commissione, Consiglio e Parlamento.

Investimenti, qualità e tariffe

Contenuti minimi per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie

Alla fine del 2017, l'Autorità ha varato un pacchetto di provvedimenti, tra cui la delibera 917/2017/R/idr, che ha introdotto la regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), e la delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, recante le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie elaborate in osservanza della delibera 664/2015/R/idr (Metodo Tariffario Idrico per il secondo periodo regolatorio, MTI-2), ai fini della relativa rideterminazione per le annualità 2018 e 2019. A tali provvedimenti è conseguita una intensa attività per tutto il 2018, sia da parte degli operatori e dei relativi enti di governo dell'ambito per adempiere ai nuovi obblighi, sia da parte dell'Autorità per implementare le necessarie azioni di sistematizzazione e verifica delle informazioni, dei dati e degli atti acquisiti.

In particolare la 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 rafforzare il contesto di certezza e stabilità nel quale agire per determinare i corrispettivi all'utenza e le condizioni di erogazione del servizio ha suggerito all'Autorità l'opportunità di elaborare, nei primi mesi del 2018, specifici strumenti per i soggetti (gestori e enti di governo dell'ambito, o altri soggetti competenti) chiamati a recepire tempestivamente gli *standard* di qualità tecnica nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle proposte tariffarie, costituendo quest'ultimo un passaggio fondamentale per

rafforzare il processo di risanamento e di ammodernamento delle infrastrutture idriche.

La delibera 918/2017/R/idr ha fissato al 30 aprile 2018 il termine entro cui i soggetti competenti erano tenuti a trasmettere all'Autorità – previa validazione dei dati tecnici e tariffari forniti dai gestori, integrandoli o modificandoli secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio e tali da definire una base informativa completa, coerente e congrua – l'aggiornamento dei seguenti atti di cui si compone lo "specifico schema regolatorio":

- a) il programma degli interventi (PdI), integrato per tener conto sia delle nuove esigenze di investimento rilevabili per il perseguimento degli obiettivi stabiliti dalla regolazione della qualità tecnica di cui alla citata delibera 917/2017/R/idr, sia della necessità di una coerente individuazione delle risorse da trasferire al Commissario unico per la realizzazione di interventi in fognatura e depurazione, sulla base delle procedure stabilite dall'Autorità con la delibera 15 giugno 2017, 440/2017/R/idr;
- b) il piano economico finanziario (PEF), integrato al fine di esplicitare il vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento delle componenti tariffarie per il biennio 2018-2019, sulla base delle disposizioni della

medesima delibera 918/2017/R/idr;

c) la convenzione di gestione, redatta secondo i contenuti minimi essenziali previsti dalla delibera 23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr.

Ai medesimi enti di governo, quali soggetti responsabili della predisposizione tariffaria, è stato altresì richiesto di corredare i richiamati atti con il set di dati sottostante alla redazione dei medesimi, con le relazioni di accompagnamento che ne ripercorressero le metodologie applicate, nonché con le relative delibere di approvazione. Con determina 29 marzo 2018, 1/2018-DSID, l'Autorità – nell'ottica di implementare 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 – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori alcuni modelli tipizzati, finalizzata:

- alla raccolta dei dati di qualità tecnica necessari a valutare gli indicatori stabiliti dalla RQTI, ovvero:
 - gli *standard specifici*, che identificano i parametri di *performance* da garantire nelle prestazioni erogate al singolo utente, e il cui mancato rispetto, di norma, prevede l'applicazione di indennizzi;
 - gli *standard generali*, ripartiti in macroindicatori e in indicatori semplici, che descrivono le condizioni

tecniche di erogazione del servizio, cui è associato un meccanismo incentivante che prevede premi e penalità;

- i prerequisiti, che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli *standard generali*;
- alla raccolta dei dati tariffari, tenuto conto dei dati di bilancio relativi agli anni 2016 e 2017;
- all'elaborazione del programma degli interventi, esplicitando le criticità rinvenibili nel pertinente territorio (di cui l'Autorità ha fornito una schematizzazione), il valore di partenza assunto dai macroindicatori introdotti con la delibera 917/2017/R/idr, il corrispondente obiettivo (di mantenimento o di miglioramento) da conseguire sulla base delle condizioni iniziali, nonché i singoli interventi (e la connessa quantificazione degli investimenti) che si prevede di realizzare per il conseguimento dei citati *target*;
- all'elaborazione del piano economico finanziario;
- alla simulazione del calcolo di aggiornamento delle componenti tariffarie riconosciute nel *VRG* relativo alle annualità 2018 e 2019;
- alla redazione delle relazioni di accompagnamento, in cui illustrare la metodologia applicata per l'aggiornamento degli atti di pianificazione, motivando le scelte compiute dal soggetto competente e le attività di validazione dei dati effettuate.

Verifica degli specifici schemi regolatori

Investimenti per il raggiungimento degli standard di qualità tecnica

Con la delibera 917/2017/R/idr l'Autorità ha chiarito che gli obiettivi di qualità tecnica devono essere recepiti in sede di aggiornamento dello specifico schema regolatorio, prevedendo che:

- la copertura dei costi relativi al rispetto degli *standard specifici* e al conseguimento degli obiettivi stabiliti dalla regolazione della qualità tecnica avvenga secondo quanto disposto dal MTI-2, come integrato dalla delibera 918/2017/R/idr;
- la spesa per investimenti relativa alle misure adottate, e ricomprese nel programma degli interventi, sia finanziata nell'ambito dell'aggiornamento del pertinente piano economico-finanziario.

Le informazioni trasmesse dagli enti di governo – e approfondite nell'ambito delle singole istruttorie volte all'approvazione delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie – hanno permesso di arricchire il corredo informativo già a disposizione dell'Autorità circa lo stato infrastrutturale del servizio idrico integrato, le principali criticità rinvenibili nelle diverse aree del Paese, e gli obiettivi di qualità previsti nella pianificazione, nonché il correlato fabbisogno di investimenti pianificato per il raggiungimento di detti obiettivi. L'Autorità ha potuto, dunque, iniziare a verificare che gli investimenti programmati a partire dal 2018 fossero puntualmente indirizzati – coerentemente con la logica *output-based* con la quale è stata impostata la regolazione della qualità tecnica – al conseguimento delle finalità stabilite sulla base delle condizioni di partenza riscontrate nei diversi

contesti. Nelle nuove programmazioni approvate dagli enti di governo dell'ambito è stata prevista, infatti, una stabile riduzione delle perdite di rete, una rinnovata attenzione alla continuità dell'erogazione, alla qualità della risorsa erogata, all'adeguatezza del sistema fognario, nonché una progressiva contrazione del quantitativo di fanghi smaltito in discarica e un continuo miglioramento della qualità dell'acqua depurata da reimmettere nell'ambiente.

Particolare attenzione è stata rivolta dall'Autorità anche ai casi in cui si è riscontrata l'assenza di uno o più dei prerequisiti stabiliti⁴ dalla RQTI, accertando che fosse stata fornita dal soggetto competente una puntuale indicazione della tempistica e degli interventi necessari al superamento delle criticità ai medesimi collegate. Si fa riferimento, nello specifico, agli interventi per il superamento delle situazioni di non conformità in agglomerati relativamente ai quali sono state pronunciate sentenze di condanna per il mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE sulla gestione delle acque reflue, nonché per il raggiungimento di adeguati livelli di misura, tenuto conto anche degli obblighi di verifica e sostituzione dei misuratori vetusti in adempimento al decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93, avente ad oggetto, tra l'altro, la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura.

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.

Aggiornamenti tariffari approvati per gli anni 2018 e 2019

Nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019 – tenuto conto del citato recepimento degli *standard* di qualità tecnica nell'ambito degli specifici schemi regolatori, nonché previa puntuale verifica in ordine alla coerenza tra le criticità

infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi 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 – l'Autorità ha adottato, alla data del 31 marzo 2019, 48 provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2018 e 2019 (interessando complessivamente circa 29 milioni di abitanti). Con ciò, concludendo in taluni casi anche le verifiche sulle predisposizioni tariffarie per l'intero quadriennio del secondo periodo regolatorio 2016-2019, riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale⁵.

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 secondo periodo regolatorio, come previste dall'art. 10 dalla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, che contempla fra le relative fattispecie (oltre all'assenza del titolo a esercire il servizio, alla fatturazione del consumo minimo impegnato per l'utenza domestica residente, alla mancata adozione della carta dei servizi, alla mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e al mancato adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano) anche il mancato versamento a CSEA delle componenti perequative⁶;
- ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori⁷ di qualità tecnica, 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 (differenziati in base alle condizioni di partenza);
- 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, le

4 Come prerequisiti (che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli *standard generali*), la delibera 917/2017/R/idr individua: i) disponibilità e affidabilità dei dati di misura; ii) adozione degli strumenti attuativi necessari per adempiere agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano; iii) assenza di agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di Giustizia europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE; iv) disponibilità e l'affidabilità dei dati necessari).

motivazioni dei ritardi e i relativi effetti, sulla base dell'attività di controllo descritta nel successivo paragrafo "Controllo della realizzazione degli investimenti programmati";

- riattribuzioni della quota di FoN^a (inizialmente destinata ad agevolazioni tariffarie) alla componente OP^a_{social} introdotta a decorrere 2018 per la copertura dal degli oneri consequenziali al mantenimento delle agevolazioni migliorative ("bonus idrico integrativo") rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale ai sensi della delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr. Ciò stante, a partire dal 2018, il vincolo di destinazione della componente tariffaria FoN^a esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari;
- con riferimento alla componente $Opex^a_{OC}$ per l'adeguamento agli *standard* di qualità contrattuale del servizio di cui alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), recuperi (a vantaggi dell'utenza dello scostamento tra la quantificazione della citata componente (ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, per l'annualità 2016 e 2017) e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore (nella medesima annualità) per l'adeguamento alla delibera in parola;
- costi aggiuntivi $Opex^a_{OC}$ (relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento a taluni *standard* di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr non già ricompresi nella Carta dei servizi, ovvero in altri atti vincolanti per il gestore), approfondendo le modalità con cui i

medesimi sono stati ricondotti ai singoli macro-indicatori di qualità tecnica;

- oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Riscontrando in alcuni casi la protratta inosservanza degli obblighi di predisposizione tariffaria (situazioni perlopiù caratterizzate da processi, ancora in corso, di integrazione delle gestioni, ovvero di riordino organizzativo degli Enti di governo dell'ambito), con delibera 1 giugno 2018, 311/2018/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento volto, tra l'altro, alla determinazione d'ufficio delle tariffe nei casi in cui:

- il gestore non fornisca, in tutto o in parte, i dati richiesti o le fonti contabili obbligatorie o la modulistica prevista, ovvero laddove risulti che il gestore abbia indicato elementi di costo o di investimento superiori a quelli presenti nelle fonti contabili obbligatorie, e, in ogni caso, laddove non si disponga degli atti, dei dati, e delle informazioni necessarie alla determinazione tariffaria;
- si rinvenga la mancanza strutturale dei prerequisiti definiti dalla delibera 917/2017/R/idr.

Nell'ambito del procedimento da ultimo citato, l'Autorità ha dunque proceduto all'invio di comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per taluni gestori per i quali non sono stati forniti, in tutto o in parte, gli atti e i dati necessari all'aggiornamento delle pertinenti predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019, ivi comprese le informazioni tese a recepire gli obiettivi stabiliti dalla regolazione della qualità tecnica.

5 Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2016-2019 deliberate dall'Autorità, in sede di prima approvazione, riguardano 580 gestioni, interessando 42.954.213 abitanti residenti in 5.592 Comuni. Si tratta in particolare di:

- 126 gestioni (che erogano il servizio a 40.943.958 abitanti, residenti in 5.138 Comuni), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti;
- 36 gestioni (che servono 45.127 abitanti), per le quali - con riferimento al biennio 2016-2017 - è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, atteso che per le medesime è stata rilevata, quale causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario, il mancato versamento a CSEA della componente UI1, ai sensi di quanto previsto dal comma 10.9 della delibera 664/2015/R/idr;
- 418 gestioni (di cui 409 gestioni in economia) operanti in Calabria (per una popolazione complessivamente servita pari a 1.965.128), per le quali, in ottica di tutela dell'utenza, il valore del moltiplicatore tariffario teta (θ) è stato provvisoriamente posto pari a 1 per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, nelle more dell'acquisizione degli ulteriori elementi finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione tariffaria.

6 Alcune delle azioni di *compliance* svolte dall'Autorità si sono concentrate proprio sul:

- monitoraggio degli obblighi di versamento delle componenti perequative, e in particolare della UI1 (istituita con delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e destinata alla copertura delle agevolazioni tariffarie concesse a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici) relativamente ai servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, che i gestori devono applicare obbligatoriamente ai volumi fatturati dei citati servizi. Al riguardo è stata sviluppata un'interlocuzione con CSEA circa alcune criticità relative a potenziali inadempimenti da parte di alcuni gestori, imputabili prevalentemente a disallineamenti fra i soggetti gestori del servizio di acquedotto iscritti all'anagrafica operatori dell'Autorità e quelli iscritti all'anagrafica di CSEA;
- recepimento delle disposizioni dell'Autorità nell'ambito delle convenzioni di gestione, ovvero nelle Carte dei servizi. Nel corso del 2018, nei casi che presentavano profili di criticità, detto recepimento è stato perfezionato anche grazie ad un'intensa interlocuzione collaborativa con i soggetti competenti.

7 I macro-indicatori definiti con delibera 917/2017/R/idr sono i seguenti: M1-Perdite idriche, M2-Interruzioni del servizio, M3-Qualità dell'acqua erogata, M4-Adeguatezza del sistema fognario, M5-Smaltimento fanghi in discarica, M6-Qualità dell'acqua depurata.

Unbundling e trattamento del FoNI

Nel corso del 2018 l'Autorità ha proseguito le attività finalizzate alla sistematizzazione delle informazioni concernenti l'*unbundling* contabile del settore idrico. La regolazione, introdotta con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/con il relativo allegato A (recante il *Testo integrato unbundling contabile* - TIUC), è stata oggetto di un procedimento, avviato con la delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, di revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore, alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità nonché delle esigenze di semplificazione del processo di separazione contabile e di miglioramento della qualità dell'informazione.

A valle della chiusura della prima edizione della raccolta dati di *unbundling* contabile (dati relativi all'esercizio 2016 e comunicati dai gestori tra il 2017 e l'inizio del 2018), è stata effettuata una prima analisi. I risultati hanno indotto l'Autorità – nell'ottica del contenimento degli oneri amministrativi e del miglioramento delle informazioni fornite dai gestori dei servizi idrici – ad apportare taluni aggiornamenti al sistema telematico predisposto per la successiva raccolta dei dati, aperta il 14 settembre 2018 e relativa all'esercizio 2017, e a integrare il Manuale di contabilità regolatoria con specifici chiarimenti, volti a supportare gli operatori nelle operazioni di disaggregazione delle poste contabili.

Dall'analisi dei dati trasmessi, è emersa, in particolare, una stortura relativamente alle modalità di contabilizzazione del Fondo nuovi investimenti (FoNI), che costituisce una componente del VRG a titolo di anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti. Quest'ultima è stata introdotta nel 2012 con il Metodo tariffario transitorio⁸, per sostenere gli interventi prioritari e ritenuti necessari per superare le carenze infrastrutturali del settore e garantire il ripristino e la manutenzione del patrimonio infrastrutturale pubblico finanziato dallo Stato. Nonostante infatti l'Autorità imponga "l'obbligo per il gestore del SII di destinare esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari nel territorio

servito (...) una quota del vincolo dei ricavi destinata al Fondo Nuovi Investimenti (FoNI)⁹, è emerso come i gestori adottino prassi di contabilizzazione del fondo medesimo differenziate, risultando in alcuni casi non pienamente coerenti con la finalità di incentivo ai nuovi investimenti propria di tale componente, e che hanno l'effetto di garantire maggiori benefici agli azionisti. Venuta a conoscenza di tali casi, l'Autorità ha ritenuto opportuno precisare le necessarie modalità di rendicontazione, nell'ambito della contabilità regolatoria, delle poste relative all'impiego del FoNI. In particolare, con il comunicato del 26 ottobre 2018, l'Autorità medesima ha informato i gestori del SII, tenuti alla compilazione dei conti annuali separati (CAS), di aver proceduto all'aggiornamento del Manuale di contabilità regolatoria con specifico riferimento alle modalità di rilevazione nei CAS della componente di ricavo derivante dal FoNI, chiarendo contestualmente che "tale componente, finalizzata all'incentivazione dei nuovi investimenti, è assimilata a un contributo pubblico in conto impianti e come tale deve essere rilevata nei CAS dal gestore – indipendentemente dalla modalità di redazione del bilancio civilistico – utilizzando la metodologia prevista dall'OIC 16 per tali contributi". L'Autorità ha anche precisato che la sopra richiamata modalità di contabilizzazione nei CAS deve ritenersi obbligatoria.

L'Autorità ha ritenuto, altresì, opportuno avviare nel corso del 2018 ulteriori approfondimenti con l'Associazione nazionale revisori contabili (ASSIREVI) e in particolare con l'Organismo italiano contabilità (OIC). A quest'ultimo, all'inizio del 2019, è stato richiesto un parere¹⁰ circa le modalità più efficaci per addivenire a un trattamento contabile del FoNI che – in coerenza con il vincolo di destinazione previsto dalla regolazione di settore e tenuto conto della natura sostanziale di contributo pubblico delle risorse in parola acquisite tramite la tariffa dai gestori del SII – non induca comunque incrementi nel costo del debito degli operatori che potrebbero riflettersi in un incremento degli oneri per l'utente finale.

8 Cfr. delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, e il relativo allegato A.

9 Cfr. Art. 20 dell'attuale metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio MTI-2, come aggiornato con delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr.

10 Ai sensi dall'art. 9-bis, comma 1, lett. b), del decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38, l'OIC "esprime pareri dietro richiesta di altre istituzioni pubbliche".

Tariffa sociale e regolazione della morosità

Applicazione dei criteri di articolazione tariffaria recati dal Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI)

Al fine di una maggior chiarezza nell'individuazione delle utenze che concorrono (e in quale misura) al recupero dei costi efficienti del servizio, l'Autorità, con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, recante il *Testo integrato corrispettivi servizi idrici* (TICSI), ha disciplinato i criteri che gli enti di governo dell'ambito sono tenuti a seguire per l'articolazione della tariffa agli utenti finali, focalizzando l'intervento regolatorio sull'utenza domestica residente¹¹ (in ragione, nell'ambito del servizio idrico integrato, dell'incidenza dei relativi consumi sul totale e del ruolo di *benchmark* che i corrispettivi associati svolgono nella definizione di quelli afferenti alle altre categorie di utenze) e sui reflui industriali recapitati in pubblica fognatura¹² (alla luce del loro possibile impatto ambientale).

Alla luce dei tempi necessari a svolgere le attività di raccolta e riorganizzazione delle informazioni che la riforma richiede, nonché ad adeguare alla nuova struttura dei corrispettivi le procedure e i sistemi gestionali esistenti, l'Autorità, pur disponendo che la riforma recata dal TICSI trovi applicazione a decorrere dal 1 gennaio 2018, ha fissato al 30 giugno 2018 il termine entro cui l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente, è tenuto a comunicare all'Autorità la nuova articolazione

tariffaria adottata nel rispetto dei criteri di cui alla delibera 665/2017/R/idr. Peraltro, il comma 4.1, lett. c), della stessa delibera 665/2017/R/idr prevede, quale forma di flessibilità per le gestioni coinvolte, che "almeno nell'ultimo ciclo di fatturazione dell'annualità 2018, il gestore debba emettere fatture sulla base della nuova articolazione tariffaria approvata dall'Ente di governo dell'ambito (o da altro soggetto competente) per la medesima annualità, oppure dal medesimo accolta a seguito del perfezionarsi del previsto meccanismo del silenzio assenso".

Nel secondo semestre del 2018, l'Autorità ha svolto una prima ricognizione delle informazioni ricevute. Sebbene la maggior parte degli enti di governo dell'ambito abbia trasmesso la nuova struttura dei corrispettivi adottata in attuazione della riforma, taluni dei soggetti competenti hanno informato l'Autorità circa lo stato dei procedimenti in corso per l'adozione delle articolazioni tariffarie di propria pertinenza, comunicando, in alcuni casi, l'imminente conclusione dell'*iter* previsto per il perfezionamento della determinazione dei corrispettivi. Inoltre, sono pervenute all'Autorità medesima alcune segnalazioni, che, con particolare riferimento all'utenza domestica, evidenziavano

11 Il TICSI ha definito la struttura generale dell'articolazione tariffaria per gli utenti domestici residenti, distinguendo:

- una quota variabile, che risulti: i) relativamente al servizio di acquedotto, articolata per fasce di consumo (distinguendo una fascia di consumo annuo agevolato, una fascia a tariffa base, da una a tre fasce di eccedenza a cui applicare tariffe crescenti); ii) per i servizi di fognatura e depurazione, proporzionale al consumo (ma non modulata per fasce di consumo);
- una quota fissa, indipendente dal consumo, non modulata per fasce di consumo e suddivisa per ciascun servizio (acquedotto, fognatura e depurazione).

L'Autorità, con il provvedimento in parola, ha altresì enucleato le attività che, nel definire i corrispettivi per l'utenza domestica residente, gli enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti sono chiamati a svolgere, e in particolare:

- con riferimento alla quota variabile del servizio di acquedotto, la definizione dell'ampiezza delle fasce di consumo, comunque nel rispetto del criterio di articolazione pro capite (con numero di componenti della singola utenza effettivo o *standard*, cui corrisponde un consumo annuo agevolato almeno pari alla quantità essenziale di acqua a cui ha diritto una utenza tipo di tre componenti, ossia 150 litri/giorno, corrispondenti a 55 m³/anno) fissato dall'Autorità. In particolare, il soggetto competente può in ogni caso individuare una fascia di consumo agevolato più ampia di quella stabilita dall'Autorità;
- la determinazione della tariffa base per il servizio di acquedotto e dei corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, calcolando detti corrispettivi unitari sulla base dei valori assunti dai medesimi negli anni precedenti, aggiornati mediante l'applicazione del moltiplicatore tariffario; è comunque fatta salva la possibilità per il soggetto competente di rideterminare la tariffa base, previa istanza motivata formulata all'Autorità;
- al fine di calcolare il valore del corrispettivo agevolato, la determinazione dell'agevolazione - nell'ambito dell'intervallo (compreso tra il 20% e il 50%) previsto dall'Autorità - da applicare alla tariffa base;
- l'individuazione del grado di progressività della parte variabile del corrispettivo di acquedotto, determinando le tariffe associate alle fasce di eccedenza senza superare il rapporto di 1:6 stabilito dall'Autorità tra la tariffa agevolata e la tariffa associata all'ultimo scaglione;
- il dimensionamento della quota fissa di ciascun servizio, in modo tale da non eccedere il limite (del 20%) fissato dall'Autorità per la relativa incidenza sul gettito complessivo del servizio stesso.

12 Per quanto attiene la determinazione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, alla luce del principio "chi inquina paga", con la delibera 665/2017/R/idr è stata introdotta una struttura trinomica della formula di riferimento, uniforme a livello di Ambito Territoriale Ottimale, costituita da: i) una quota fissa (a copertura dei costi specifici, quali i costi di gestione del contratto, di misura dei volumi scaricati e delle verifiche di qualità sui reflui); ii) una quota di capacità (avente l'obiettivo di ristabilire una corretta attribuzione dei costi, in particolare in tutti quei casi in cui volumi e concentrazioni dei parametri inquinanti riportati nelle autorizzazioni allo scarico in pubblica fognatura sono sovradimensionati rispetto ai livelli effettivamente scaricati e utilizzati per la valorizzazione della quota variabile); iii) una quota variabile (proporzionale ai volumi scaricati per i servizi di fognatura e di depurazione, nonché alla qualità dei reflui per il solo servizio di depurazione) valutata in base a quattro parametri inquinanti principali (lasciando la possibilità di aggiungerne di ulteriori, localmente rilevanti).

possibili criticità connesse all'applicazione di corrispettivi non pienamente coerenti con i criteri dettati dal TICSÌ.

In considerazione di quanto sopra rappresentato, con la delibera 5 dicembre 2018, 636/2018/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento di monitoraggio sull'applicazione dei criteri di articolazione tariffaria recati dal TICSÌ, rafforzando – nell'ottica sia della tutela dei diritti e degli interessi degli utenti, sia degli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio – le misure per assicurare un sistema tariffario equo, certo, trasparente e non discriminatorio e facendo in modo che ogni utilizzatore sostenga i costi legati alla quantità di risorse idriche impiegate o all'inquinamento prodotto.

La delibera 636/2018/R/idr prevede, nello specifico, che:

- sia svolta un'indagine conoscitiva in merito alle nuove strutture tariffarie applicate dai gestori, focalizzando l'analisi in particolare:
 - sulle modalità di recepimento, per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto, del criterio *pro capite* (coerente con il numero di componenti dell'utenza domestica);
 - sull'ampiezza delle fasce di consumo definite dagli enti di governo dell'ambito, nonché sulle tariffe unitarie alle medesime associate, soffermandosi in particolare, e con riferimento all'utenza domestica residente, sul corrispettivo applicato alla fascia di consumo agevolato commisurata al quantitativo di acqua necessario a soddisfare i bisogni fondamentali¹³;
 - sui corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicati alle utenze non domestiche autorizzate allo scarico dei propri reflui industriali in pubblica fognatura;
- sia verificata, in generale, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure recati dal TICSÌ, ivi incluso il rispetto dei vincoli (di cui al Titolo 5 del medesimo provvedimento) tesi a garantire la sostenibilità sociale dei corrispettivi praticati in attuazione della riforma in discorso.

Orientamenti per il contenimento della morosità

Con la delibera 4 novembre 2016, 638/2016/R/idr, è stato avviato il procedimento per l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel SII, a fini di equità sugli altri utenti. Tenendo conto delle disposizioni introdotte dal legislatore con la legge n. 221/15, e delle direttive contenute nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, l'Autorità, al fine di individuare e rafforzare laddove necessario le misure di tutela già adottate a favore degli utenti del SII¹⁴, assicurando al contempo la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento, ha previsto di disciplinare le procedure di messa in mora dell'utente e di recupero del credito, garantendo al gestore una congrua tempistica per il rientro della morosità. Con la richiamata delibera l'Autorità ha altresì previsto di disciplinare le modalità e le procedure di limitazione, sospensione e disattivazione della fornitura, individuando in particolare gli obblighi di comunicazione che il gestore è tenuto ad assolvere prima di procedere alla messa in mora dell'utente.

Nell'ambito del succitato procedimento, l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 3 agosto 2017,

603/2017/R/idr, con il quale sono stati illustrati i primi orientamenti generali tesi alla definizione delle misure necessarie al contenimento della morosità nel settore del SII. In particolare, con il citato documento, anche al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte dei servizi e nei regolamenti d'utenza adottati dai diversi gestori, sono stati consultati i primi orientamenti in merito alle procedure e alle tempistiche per la costituzione in mora nonché le procedure per effettuare l'intervento di limitazione e sospensione della fornitura, con particolare riferimento alle utenze domestiche residenti.

Sono stati altresì sottoposti a consultazione i primi orientamenti circa le procedure da adottare per la gestione della morosità nel caso di utenze condominiali, e analogamente a quanto previsto nei settori dei servizi energetici, i criteri¹⁵ necessari alla chiara identificazione delle utenze non disalimentabili riconducibili ad attività di servizio pubblico. Infine, sono state consultate alcune misure di garanzia a maggior tutela dell'utenza in materia

¹³ Il quantitativo minimo vitale necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali è fissato in 50 litri/abitante/giorno, corrispondenti a 18,25 m³/abitante/anno, dal DPCM 29 agosto 2016 e dal DPCM 13 ottobre 2016.

¹⁴ Gran parte degli interventi previsti dal DPCM 29 agosto 2016 sono stati attuati dall'Autorità, con precedenti provvedimenti e, in particolare, con la delibera 655/2015/R/idr, recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono". Con la richiamata delibera sono stati individuati, tra l'altro, *standard* specifici di qualità in materia di periodicità di fatturazione, sono state disciplinate le tempistiche e le modalità relative alla rateizzazione dei pagamenti, nonché le modalità e i tempi per la riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità.

di rateizzazione dei pagamenti, modalità e periodicità di fatturazione, volte ad integrare l'attuale disciplina recata dalla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato.

Successivamente, con il documento per la consultazione 8 febbraio 2018, 80/2018/R/idr, in considerazione delle osservazioni pervenute in risposta alla precedente consultazione e degli ulteriori approfondimenti svolti, l'Autorità ha illustrato ulteriori orientamenti in merito alle misure necessarie per il contenimento della morosità nel SII, con particolare riferimento alle procedure per la limitazione, la sospensione della fornitura e l'eventuale disattivazione delle utenze morose disalimentabili. Al documento è stato allegato lo schema di provvedimento finale in materia di Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI).

Nel documento 80/2018/R/idr sono state approfondite, tra l'altro, le misure volte a una maggior tutela dell'utenza domestica residente. In particolare, a garanzia dell'erogazione della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali di tale tipologia di utenza, è stato prospettato che il gestore abbia facoltà di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura solo qualora non sia tecnicamente fattibile l'intervento di limitazione; al riguardo, nello schema di provvedimento, sono state illustrate le condizioni e le procedure che il gestore è tenuto ad adottare per effettuare il menzionato intervento. Tra le ulteriori misure prospettate a tutela delle utenze domestiche residenti, nello schema del REMSI è stata introdotta la previsione di non procedere, nei confronti di tale tipologia d'utenza, alla disattivazione della fornitura con risoluzione del contratto e rimozione del misuratore; è stata altresì illustrata la proposta relativa al divieto di addebito di eventuali penali per la riattivazione della fornitura sospesa per morosità.

In coerenza con le previsioni normative recate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, nel documento è stato consultato l'orientamento volto a prevedere la garanzia del quantitativo minimo vitale¹⁶ alle utenze domestiche residenti in documentato stato di disagio economico sociale che, in ragione della loro situazione di vulnerabilità, possono accedere al meccanismo di

compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica (bonus sociale idrico). Inoltre, tenuto conto delle prassi attualmente in uso presso alcuni gestori del SII e delle diverse specificità territoriali, il documento ha previsto di estendere la garanzia della fornitura della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali anche alle utenze domestiche residenti nel cui nucleo familiare siano presenti persone in stato di disagio fisico. Più in particolare, per quanto attiene alla previsione della non disalimentabilità nei casi di disagio fisico, nel citato documento sono stati consultati due criteri, tra loro alternativi: il primo è volto a individuare lo stato di disagio fisico sulla base dei criteri definiti dalla normativa vigente per i clienti finali nel settore elettrico; il secondo, invece, individua la condizione di disagio sulla base di quanto previsto dall'ente di governo dell'ambito, competente per il relativo territorio, in considerazione delle specificità territoriali rilevate.

Infine, ancora nel documento per la consultazione 80/2018/R/idr, tenuto conto della situazione di temporanea difficoltà in cui potrebbero trovarsi alcuni utenti, generalmente buoni pagatori, sono state illustrate alcune proposte in materia di rateizzazione degli importi oggetto di costituzione in mora (prospettando l'obbligo per il gestore di offrire all'utente moroso un piano di rateizzazione con durata minima di dodici mesi, pur potendo le parti concordare l'applicazione di condizioni migliorative a favore del medesimo utente) e periodicità di fatturazione. Inoltre, in considerazione delle osservazioni pervenute in risposta alla precedente consultazione, sono stati illustrati gli orientamenti circa le modalità e le tempistiche per la rateizzazione del deposito cauzionale eventualmente escusso dal gestore in caso di morosità dell'utente finale.

Più di recente, all'inizio del 2019, nelle more dell'adozione del REMSI, sono stati forniti dall'Autorità alcuni chiarimenti circa la corretta individuazione delle utenze non disalimentabili¹⁷ ed è stata approfondita la tematica relativa alle condizioni e alle procedure per effettuare l'intervento di limitazione della fornitura nei confronti delle utenze domestiche residenti morose.

15 A partire dai criteri già utilizzati nei settori dei servizi energetici per l'individuazione delle utenze non disalimentabili, l'Autorità ha prospettato come prima indicazione che la sospensione e la disattivazione della fornitura non possa essere effettuata qualora il servizio sia necessario per garantire l'incolumità sanitaria e la sicurezza fisica delle persone e nei casi in cui possa comportare problemi di ordine pubblico e sicurezza dello Stato.

16 Il legislatore ha chiarito con il medesimo DPCM 29 agosto 2016 che "il quantitativo minimo di acqua vitale necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali alimentari, igienico sanitari e di tutela della salute è stabilito in 50 litri per abitante al giorno"; tale disposizione è ribadita dall'articolo 1 del successivo DPCM 13 ottobre 2016. Si precisa, inoltre, che i 50 litri/abitante/giorno corrispondono a 18,25 m³/abitante/anno.

17 Nella pagina "Comunicati e chiarimenti" del sito internet dell'Autorità sono stati pubblicati, in data 14 gennaio 2019, i "Chiarimenti circa la non disalimentabilità del servizio idrico per gli utenti domestici residenti che versano in condizioni di documentato stato di disagio economico-sociale e per le utenze relative ad attività di servizio pubblico".

Attività di monitoraggio per una regolazione dinamica del SII

Applicazione della regolazione della qualità contrattuale (RQSII)

Nel corso del 2018 è stata rafforzata l'attività di controllo sull'applicazione della regolazione della qualità contrattuale, introdotta dall'Autorità con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, e il relativo Allegato A, recante la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII). Con tale provvedimento sono stati disciplinati nell'ambito del rapporto tra gestore e utente i principali profili di diretto interesse per l'utenza finale (tra cui le modalità di fatturazione e di rateizzazione dei pagamenti, le procedure e le tempistiche per la gestione dei reclami, i tempi di attesa agli sportelli e quelli per la preventivazione e l'esecuzione degli allacci). Ciò è stato disciplinato in modo omogeneo sul territorio nazionale, introducendo al contempo indennizzi automatici alla singola utenza in caso di violazione degli *standard specifici* stabiliti. È stata anche prevista la possibilità per gli Enti di governo dell'ambito di prevedere *standard* migliorativi rispetto a quelli minimi nazionali. Con la successiva delibera 5 maggio 2016, 217/2016/R/idr, con la quale sono state tra l'altro integrate le modalità applicative di alcune disposizioni concernenti la regolazione della qualità contrattuale del SII¹⁸, l'Autorità ha avviato il procedimento per la valutazione delle istanze di deroga agli obblighi di qualità contrattuale avanzate dai gestori e dagli enti di governo dell'ambito ai sensi del RQSII, tenuto anche conto delle osservazioni e delle richieste formulate dalle organizzazioni rappresentative dei principali *stakeholder* interessati dall'intervento, che hanno segnalato l'opportunità di adottare soluzioni di maggior flessibilità in considerazione delle specificità locali.

In continuità rispetto all'attività svolta nel biennio precedente, nel periodo 1 aprile 2018 - 31 marzo 2019 gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a valutare le ulteriori istanze di deroga pervenute in relazione agli obblighi di diffusione e orario di apertura degli sportelli fisici¹⁹, presentate dal gestore del SII, al fine di derogare agli obblighi in materia di apertura dello sportello provinciale

unico²⁰, ovvero dall'ente di governo dell'ambito, d'intesa con i gestori e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, al fine di derogare dal rispetto dell'obbligo concernente l'orario minimo²¹ di apertura degli sportelli provinciali, mantenendo le regole già previste sul territorio.

Dall'analisi dei dati riferiti alla fase di prima attuazione della nuova disciplina, sono emerse per alcuni gestori possibili criticità e incongruenze rispetto alla normativa vigente. Queste hanno indotto l'Autorità – al fine di migliorare l'efficacia delle misure volte ad assicurare la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale – ad avviare, con delibera 13 novembre 2018, 571/2018/R/idr, uno specifico procedimento per il monitoraggio dell'applicazione della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato di cui alla delibera 655/2015/R/idr, nonché per l'integrazione della disciplina recata dal medesimo provvedimento, nell'ambito del quale l'Autorità intende:

- svolgere un'indagine conoscitiva in merito alla corretta applicazione della regolazione in materia di qualità contrattuale del SII, al fine di:
 - verificare gli *standard* di qualità attualmente previsti dalle Carte dei servizi adottate dai gestori e le relative modalità di applicazione, anche prevedendo, in coerenza con le disposizioni del RQSII, di utilizzare i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare la pubblicazione delle informazioni medesime;
 - introdurre un meccanismo semplificato di penalizzazione in caso di mancata ottemperanza alle previsioni recate dalla RQSII;
- apportare i necessari aggiornamenti al RQSII, in particolare, alla luce dell'implementazione dei nuovi criteri di articolazione tariffaria introdotti dal TICSI (di cui alla delibera 665/2017/R/idr), e della recente normativa in materia di fatturazione elettronica e misura d'utenza, nonché in tema di modalità e periodicità

18 È stata prevista la possibilità per gli enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, di presentare apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi concernenti il rispetto dell'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali.

19 Per quanto concerne la diffusione e l'orario di apertura degli sportelli, si precisa che l'RQSII ha disposto l'apertura di almeno uno sportello per provincia, secondo quanto disposto dall'articolo 52, comma 1, e un orario minimo di apertura giornaliera, ivi incluso il sabato, per un totale di 44 ore settimanali, coerente con le previsioni del D.P.C.M. 29 aprile 1999.

20 L'articolo 52.2 del RQSII, come da s.m.i., prevede la possibilità per il gestore, in accordo con l'ente di governo dell'ambito, di richiedere un'istanza di deroga dall'obbligo di apertura dello sportello unico provinciale nel caso in cui le utenze gestite siano inferiori al 5% della popolazione provinciale ovvero della popolazione servita.

21 La deroga dal rispetto degli obblighi concernenti l'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali può essere presentata ai sensi dell'articolo 52.5 del RQSII.

minima di fatturazione e di rateizzazione dei pagamenti;

- valutare, in presenza di processi di integrazione gestionale ancora in corso, l'eventuale introduzione di deroghe dal rispetto degli *standard* del RQSII, limitate temporalmente e riferite alle sole gestioni acquisite, per i gestori subentranti.

Successivamente, sono state avviate le attività propedeutiche all'apertura della terza raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII, con puntuale riferimento agli *standard*

specifici e generali garantiti dai gestori agli utenti del servizio.

Tale raccolta dati, aperta in data 21 febbraio 2019 e relativa, in particolare, alle prestazioni eseguite nel 2018, consentirà di proseguire nell'attività di monitoraggio dei livelli di qualità effettivamente raggiunti nell'erogazione del servizio all'utenza sull'intero territorio nazionale e di valutare, a valle dell'analisi dei risultati (si veda a questo proposito il Volume 1 sullo Stato dei Servizi), ulteriori affinamenti del quadro regolatorio di riferimento.

Controllo della realizzazione degli investimenti programmati

L'Autorità, con la delibera 16 ottobre 2018, 518/2018/R/idr, ha avviato il procedimento volto al controllo della realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato, al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente²², nonché di individuare, per quanto di competenza, i possibili profili di responsabilità legati alla mancata attuazione degli interventi infrastrutturali previsti.

Nel successivo documento per la consultazione 13 novembre 2018, 573/2018/R/idr, l'Autorità ha dunque illustrato i propri orientamenti per procedere a:

- declinare l'attuale sistema di regole, tenuto conto dell'esito del monitoraggio sulle cause degli scostamenti tra gli investimenti realizzati e quelli programmati²³ ed eventualmente prevedendo il mero recupero dei possibili benefici nel caso di assenza di profili di responsabilità, nonché l'applicazione di specifiche penalità e il recupero dei benefici conseguiti, nei casi di perduranti difficoltà nella realizzazione degli investimenti pianificati e con presenza di scostamenti di rilevante entità;
- definire ulteriori regole per porre in capo ai gestori obblighi di efficientamento differenziati in ragione della relativa efficacia nella realizzazione degli investimenti programmati.

Si ritiene opportuno evidenziare che, parallelamente, l'Autorità ha proseguito la valutazione – caso per caso e nell'ambito dei singoli provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – delle specifiche misure volte al recupero dei benefici²⁴ eventualmente conseguiti dai soggetti gestori che abbiano fatto ricorso a schemi regolatori (per gli anni 2014 e 2015) di promozione degli investimenti in presenza della loro mancata effettuazione.

Per quanto concerne, invece, le possibili integrazioni della disciplina vigente – prospettate nel citato documento per la consultazione 573/2018/R/idr al fine di introdurre strumenti regolatori aggiuntivi a partire dal 2020 che possano costituire penalizzazioni per la mancata realizzazione degli investimenti programmati, e di affiancare alle valutazioni sulla capacità di spesa per investimenti quelle sull'efficace perseguimento degli obiettivi stabiliti con la regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, in logica *output-based* – l'Autorità ha disposto, con delibera 29 gennaio 2019, 34/2019/R/idr, di riunire il procedimento sul controllo della realizzazione degli investimenti programmati (di cui alla richiamata delibera 518/2018/R/idr) con quello avviato per la definizione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3).

22 Le risultanze relative alla spesa per investimento sono stabilmente rilevate dall'Autorità anche nell'ambito dell'aggiornamento degli schemi regolatori, disposto con la delibera 918/2017/R/idr, e permettono di monitorarne la dinamica nel quadriennio 2014-2017, sulla base della quale può essere verificata la correttezza delle condizioni di partenza identificate dai soggetti competenti in applicazione del Metodo Tariffario Idrico (con riferimento alle annualità 2014-2015). La medesima verifica sarà poi effettuata, con riferimento al periodo 2016-2019 di applicazione del MTI-2, al momento delle predisposizioni elaborate per il terzo periodo regolatorio.

23 In particolare, con riferimento alle criticità riscontrate, sono state rilevate casistiche in cui:

- si è rivelata debole l'iniziativa delle istituzioni competenti, che in taluni casi impiegano tempi lunghi nelle valutazioni dell'assetto gestionale desiderato, propedeutico alla identificazione degli obiettivi specifici e alla valutazione dei costi efficienti necessari a conseguirli. Ciò induce a rinviare *sine die* la realizzazione di interventi per il miglioramento delle infrastrutture idriche, perché alla luce del quadro istituzionale esistente, non possono essere facilmente riavviate sulla base della normativa vigente;
- si è rivelata debole l'azione di coordinamento nella realizzazione degli atti necessari all'avvio della realizzazione degli interventi, come le attività di progettazione esecutiva o quelle di conseguimento delle autorizzazioni previste;
- sono emerse criticità nella capacità realizzativa asseritamente riconducibili alle difficoltà introdotte con la nuova disciplina dettata dal cosiddetto Codice Appalti.

24 Nel caso in cui il soggetto competente - in sede di predisposizione tariffaria (per gli anni 2014 e 2015), ai sensi della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr - abbia selezionato uno dei quadranti della matrice di schemi *pro tempore* vigente ai quali è associato un elevato fabbisogno di investimenti in rapporto all'infrastruttura esistente (Quadranti III e IV), il pertinente gestore potrebbe aver beneficiato degli strumenti individuati dalla regolazione a sostegno di rilevanti esigenze di interventi infrastrutturali e in particolare:

- della possibilità di far ricorso all'ammortamento finanziario, utilizzando vite utili più brevi rispetto a quelle regolatorie;
- della facoltà di valorizzare, ai fini della determinazione del vincolo ai ricavi del gestore, nell'ambito della componente *FoNI*, la voce *FNI_{FoNI}* a titolo di anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti ritenuti prioritari;
- di un limite più elevato alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario, rispetto a quello fissato in corrispondenza dei Quadranti I e II (associati a un fabbisogno di investimenti contenuto rispetto al valore della RABMTT).

Modalità di gestione e di valorizzazione dei fanghi di depurazione

Con delibera 22 gennaio 2019, 20/2019/R/idr, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sulle modalità di trattamento, recupero e smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue, al fine di favorire la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative volte al recupero di materia dai fanghi, nonché, più in generale, di accompagnare e stimolare ulteriormente la transizione a un'economia circolare del settore della depurazione²⁵.

Le menzionate esigenze di approfondimento sono sorte, nel corso del 2018, a seguito dell'esame dei primi dati di qualità tecnica trasmessi all'Autorità con riferimento al macroindicatore M5 - "Smaltimento fanghi in discarica", espresso ai sensi dell'art. 18 della RQTI in termini di riduzione del quantitativo totale di fanghi tal quali smaltito in discarica, richiedendo al soggetto competente e al gestore di calibrare il conseguimento dell'obiettivo valutando una pluralità di strategie e di soluzioni tecnologiche percorribili e selezionando gli interventi più efficaci (anche in termini ambientali e sociali) in relazione al contesto territoriale e alla relativa dotazione impiantistica. Mediante l'introduzione di tale macroindicatore nell'ambito della regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, l'Autorità, secondo un approccio *output-based*, si è proposta di minimizzare l'impatto ambientale collegato al trattamento dei reflui, con riferimento alla linea fanghi, scoraggiando il ricorso allo smaltimento in discarica, contenendo contestualmente gli effetti nocivi sull'ambiente e ottimizzando l'utilizzo delle risorse, collocandosi nel percorso recentemente delineato dall'Unione europea con il *Pacchetto economia circolare*²⁶ e contribuendo altresì al raggiungimento del target 6.3 dell'Obiettivo 6 dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile²⁷.

Dai dati acquisiti nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato per gli anni 2018 e 2019, è emerso che al 2016 circa i due terzi del quantitativo di fanghi complessivamente prodotto è stato avviato a

riutilizzo o recupero in agricoltura, tramite spandimento diretto o mediante compostaggio e produzione di prodotti ammendanti, mentre una percentuale residuale è stata destinata al co-incenerimento in impianti di termovalorizzazione dei rifiuti o presso cementifici. Al contempo, tuttavia, numerosi gestori hanno segnalato crescenti difficoltà nel ricorso allo spandimento diretto in agricoltura in mancanza di adeguati canali di sbocco nei rispettivi territori, con conseguente ripresa del conferimento in discarica o dell'incremento dei flussi extra-regionali e transfrontalieri. Dette criticità si sono acuite nel corso del 2018²⁸, con un rilevante aumento dei costi di trasporto e di smaltimento o recupero dei fanghi, nonché delle emissioni ambientali associate.

Con riferimento al fabbisogno di investimenti finalizzati ad accrescere il recupero di materia e di energia dai fanghi residui di depurazione (minimizzando il ricorso allo smaltimento in discarica), le istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie hanno evidenziato, a partire da valori sostanzialmente contenuti nei primi anni, un andamento tendenzialmente crescente nel quadriennio 2016-2019 (passando da 0,09 euro/abitante nel 2016 a 0,56 euro/abitante nel 2019), con interventi programmati successivamente al 2019 corrispondenti, complessivamente, a 3,27 euro/abitante. Al riguardo, tra gli interventi più ricorrenti nelle pianificazioni di ambito, si segnalano sia interventi di adeguamento o potenziamento di sezioni esistenti (per esempio, misure relative all'ottimizzazione delle sezioni di digestione anaerobica dei fanghi su singoli impianti, interventi di miglioramento dell'efficienza del processo di disidratazione meccanica) sia di realizzazione di nuovi impianti (per l'introduzione di una fase di essiccamento centralizzato, nonché di soluzioni per la valorizzazione energetica dei fanghi).

Alla luce delle considerazioni che precedono, l'Autorità ha ritenuto opportuno, nell'ambito dell'indagine avviata

25 A questo proposito, la Commissione europea, nella Comunicazione COM(2016) 157 final, rileva come i fanghi di depurazione contengano un'importante quantità di fosforo che, se riciclato rispettando un modello di economia circolare, potrebbe potenzialmente coprire approssimativamente il 20-30% del fabbisogno di concimi fosfatici dell'Unione (con il principale componente, la fosforite, individuata dalla Commissione come una delle materie prime critiche e una dipendenza dall'estero del 90%).

26 Il *Pacchetto economia circolare* è costituito dalle quattro direttive 849/2018/UE, 850/2018/UE, 851/2018/UE, 852/2018/UE del 30 maggio 2018.

27 L'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile è un programma d'azione sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU, tra cui l'Italia, volto a conseguire, entro il 2030, 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile, articolati in 169 target. Nello specifico, l'Obiettivo 6, prefiggendosi di "Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie", prevede, nell'ambito del target 6.3, di "migliorare entro il 2030 la qualità dell'acqua eliminando le discariche, riducendo l'inquinamento e il rilascio di prodotti chimici e scorie pericolose, dimezzando la quantità di acque reflue non trattate e aumentando considerevolmente il riciclaggio e il riimpiego sicuro a livello globale".

all'inizio dell'anno in corso con la citata delibera 20/2019/R/idr, acquisire informazioni in ordine:

- alle tecnologie attualmente disponibili ai fini del contenimento, e della relativa valorizzazione, del quantitativo totale di fanghi tal quali in uscita dagli impianti di depurazione;
- ai costi di trasporto, recupero e smaltimento dei fanghi

derivanti dal trattamento dei reflui;

- ai soggetti terzi coinvolti nelle attività di gestione dei fanghi fino alla relativa destinazione finale, nonché agli eventuali flussi extra-regionali o transfrontalieri.

28 In particolare, si menziona la Sentenza n. 1782 del TAR della Lombardia del 20 luglio 2018 che, accogliendo il ricorso da parte di alcuni Comuni di Lodi e Pavia contro la delibera della regione Lombardia D.G.R. n. X/7076 dell'11 settembre 2017, in assenza di indicazioni specifiche all'interno del decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 99, recante le condizioni di utilizzazione dei fanghi di depurazione in agricoltura, ha attinto ai limiti (molto restrittivi) per la concentrazione soglia di contaminazione nel suolo e nel sottosuolo di taluni ulteriori inquinanti, così come previsti dal Codice dell'Ambiente per la bonifica dei siti inquinati (Tabella 1, Colonna A, Allegato 5, Titolo V, parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152), provocando l'immediata interruzione dello spandimento dei fanghi in agricoltura in Lombardia, con ripercussioni in molte altre regioni, per le quali la Lombardia rappresenta il principale mercato di destinazione dei fanghi. Alla situazione di emergenza determinatasi di conseguenza per il settore della depurazione (privato di uno dei principali canali di sbocco per il recupero dei fanghi) ha dato risposta, nell'immediato, l'art. 41 del decreto legge 28 settembre 2018, n. 109, c.d. decreto "Genova", convertito nella legge 16 novembre 2018, n. 130, laddove si è chiarito che, al fine di "superare situazioni di criticità nella gestione dei fanghi di depurazione, nelle more di una revisione organica della normativa di settore", per l'utilizzo dei fanghi in agricoltura, continuano a valere i limiti stabiliti dal decreto legislativo n. 99/92, integrato da nuovi parametri, a suo tempo non contemplati, con soglie meno restrittive rispetto alle previsioni del Codice dell'Ambiente per i siti di bonifica.

Capitolo 6



**REGOLAZIONE NEL SETTORE
DEL TELERISCALDAMENTO E
TELERAFFRESCAMENTO**

SETTORIALE

Avanzamento delle attività

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito, Autorità) dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2018, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento alla rete di telecalore e delle modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso dal contratto di fornitura;
- il consolidamento e la semplificazione degli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità dei soggetti che operano nel settore del teleriscaldamento;

- la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore;
- la regolazione degli obblighi di trasparenza dei gestori sulle principali dimensioni del servizio di telecalore, ivi incluso un adeguato monitoraggio dei prezzi nel settore;
- la regolazione della qualità tecnica del servizio di telecalore con riferimento alla sicurezza, alla continuità e all'efficienza del servizio.

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Le evidenze emerse e l'attività svolta dall'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrate nei paragrafi successivi.

Regolazione delle condizioni di allacciamento e di recesso

L'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14, prevede che l'Autorità definisca i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento e le modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di scollegamento.

In esito ai documenti per la consultazione 3 marzo 2017, 112/2017/R/tlr, e 25 maggio 2017, 378/2017/R/tlr, l'Autorità ha approvato con delibera 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr (come modificata dalla delibera 3 maggio 2018, 277/2018/R/tlr, e dalla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr) il *Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 1° giugno 2018 – 31 dicembre 2021* (TUAR). La nuova disciplina prevede con riferimento alla regolamentazione degli allacciamenti:

- la possibilità per gli esercenti di determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra costi e ricavi, in modo da garantire un'adeguata flessibilità commerciale;
- l'obbligo per gli esercenti di fornire, contestualmente al preventivo di allacciamento, le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire all'utente una valutazione dell'economicità complessiva del servizio;
- l'introduzione di specifici obblighi informativi nei confronti

degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati all'allacciamento alla rete di telecalore;

- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, in merito ai costi associati agli allacciamenti, alle relative determinanti e al contributo applicato all'utenza, al fine di monitorare l'attività di allacciamento e di disporre delle informazioni necessarie per effettuare un'eventuale revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento al termine del periodo di regolazione;
- un regime semplificato per l'adempimento degli obblighi informativi nel caso di esercenti di minori dimensioni, con riferimento sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, sia agli obblighi informativi nei confronti degli utenti del servizio, al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Per quanto riguarda, invece, l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore, l'Autorità con la medesima delibera 24/2018/R/tlr ha stabilito:

- la possibilità di esercitare il diritto di recesso riconosciuto dal decreto legislativo n. 102/14 richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete. Nel caso di disattivazione

è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica e eventuali altre parti dell'impianto;

- la possibilità di recedere dal contratto con un preavviso di trenta giorni senza il pagamento di alcun corrispettivo o penale, fermo restando che nel caso in cui il recesso avvenga entro i primi tre anni di erogazione del servizio, l'esercente può applicare un eventuale corrispettivo di salvaguardia, commisurato alla differenza tra i costi di allacciamento e il contributo applicato all'utente, secondo le modalità definite dall'Autorità;
- il mantenimento, sino alla fine del 2021, di eventuali clausole relative a oneri, tempistiche e penali presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore della delibera 24/2018/R/tlr, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della nuova disciplina e di salvaguardare gli investimenti realizzati nel settore, come previsto dal decreto legislativo n. 102/14; decorso tale termine, tali clausole si dovranno considerare non apposte;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza in relazione alle modalità di esercizio del diritto di recesso;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità in merito alle disattivazioni e agli scollegamenti effettuati dagli esercenti, al fine di consentire il monitoraggio dello stato del settore e il rispetto della regolazione di riferimento, nonché di valutare eventuali successive revisioni di tale regolazione;
- l'esonero per gli esercenti di minori dimensioni dagli obblighi informativi di cui al precedente alinea, al fine di ridurre gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Al fine di contenere gli oneri per gli operatori di minori dimensioni, la delibera 24/2018/R/tlr ha previsto un regime semplificato per gli esercenti del settore di dimensioni minori, ossia con non più di 750 utenti e per una potenza contrattuale complessiva di 12 MW.

Nel corso della consultazione relativa alla definizione della regolazione della qualità commerciale del servizio telecalore, alcuni operatori hanno segnalato che le clausole di recesso introdotte con il TUAR e applicabili a tutti gli

utenti, ivi inclusi quelli non domestici e di grandi dimensioni, possono risultare critiche per il settore e in particolare:

- alcuni micro esercenti hanno evidenziato che l'eliminazione delle clausole di durata minima dei contratti potrebbe mettere a repentaglio la sostenibilità economica del servizio nel caso di reti di ridotte dimensioni;
- altri operatori hanno invece chiesto di consentire l'applicazione di clausole di durata minima dei contratti per gli utenti di grandi dimensioni, per la maggior parte non domestici, in grado di valutare la convenienza della sottoscrizione di un contratto pluriennale senza la necessità di una tutela di carattere regolatorio;
- altri operatori ancora hanno chiesto di escludere dal divieto di applicazione di clausole di durata minima dei contratti gli utenti soci di società cooperative, dato che tali utenti soci possono intervenire sulla *governance* della società (e, conseguentemente, sulle condizioni economiche applicate).

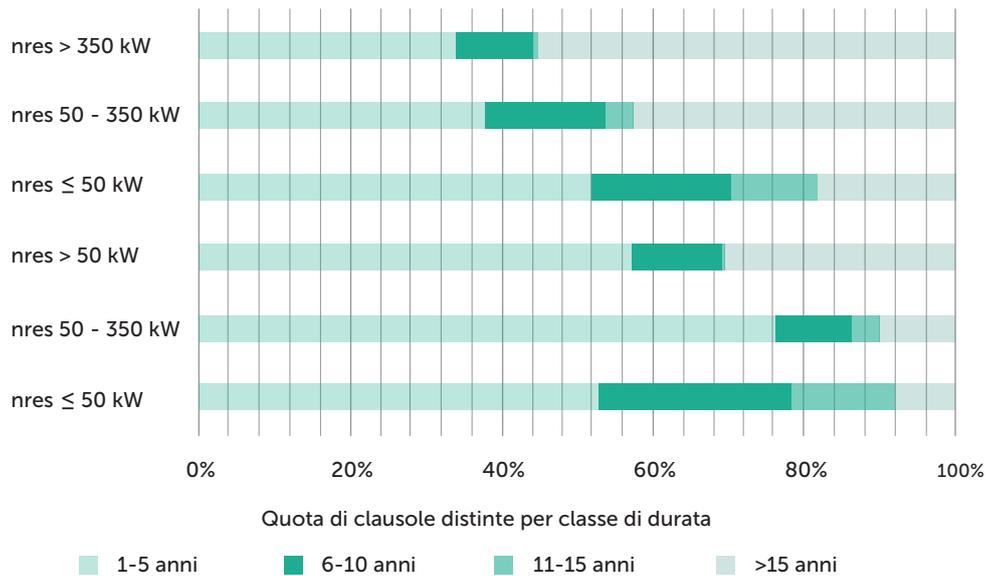
A seguito di queste segnalazioni l'Autorità ha stabilito con delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr, di avviare un procedimento per rivalutare l'effettivo impatto delle disposizioni di recesso stabilite dal TUAR:

- sugli investimenti del settore del telecalore, con riferimento sia alla salvaguardia di quelli già effettuati sia alla promozione della diffusione del servizio;
- sulla tutela degli utenti e della concorrenza, con riferimento all'efficacia di tali clausole ai fini pro-concorrenziali, tenuto conto della diffusione e della durata dei vincoli temporali previsti dai contratti di fornitura in essere e della corretta e adeguata informazione agli utenti prima della sottoscrizione degli stessi.

All'interno di tale procedimento l'Autorità ha provveduto a richiedere agli operatori dati e informazioni per una corretta conoscenza della diffusione di contratti pluriennali nel settore, a partire dalla quale convocare incontri e tavoli tecnici e pubblicare un apposito documento di consultazione prima dell'adozione delle decisioni finali, previste entro 180 giorni dall'approvazione della delibera 661/2018/R/tlr.

Dall'analisi delle informazioni raccolte risulta che le clausole di durata minima sono molto utilizzate dagli operatori del telecalore nei confronti di utenti di maggiori dimensioni e prevalentemente per utenti non domestici (figura 6.1).

FIG. 6.1 Durata delle clausole limitative del recesso in funzione della tipologia di utenti (residenziali/non residenziali e taglia)



Fonte: ARERA.

Regolazione degli obblighi informativi dei gestori di telecalore

Il decreto legislativo n. 102/14 ha attribuito all’Autorità specifici poteri di regolazione e controllo sulle reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento intese come “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 o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria”.

Con delibera 18 gennaio 2018, 23/2018/R/tlr, l’Autorità ha dato facoltà ai gestori di infrastrutture che non rispondano ad almeno uno dei predetti requisiti generali (posa prevalente su suolo pubblico, almeno il 50%, e finalità di consentire l’allacciamento a chiunque interessato nei limiti dell’estensione della rete) di presentare un’autodichiarazione in tal senso, al fine di ottenerne l’esclusione dall’ambito della regolazione del servizio. La stessa delibera ha stabilito che in sede di prima attuazione l’autodichiarazione dei gestori dovesse pervenire agli Uffici dell’Autorità entro il 5 marzo 2018 con pubblicazione entro i 90 gg successivi dell’Elenco delle infrastrutture di trasporto dell’energia

termica escluse dall’ambito della regolazione dell’Autorità ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Stante il ridotto numero di reti (36) per le quali sono state presentate da 13 operatori le istanze ai sensi della delibera 23/2018/R/tlr e la novità della disciplina, l’Autorità ha scelto di sottoporre a verifica tutte le istanze presentate. L’esperienza maturata ha consentito di meglio esplicitare i requisiti di esclusione di una rete dalla regolazione dell’Autorità ai sensi del decreto legislativo 102/14 come di seguito:

- presenza di almeno il 50 per cento 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.

La migliore esplicitazione dei requisiti di esclusione di una rete di telecalore dalla regolazione dell’Autorità ai sensi del

decreto legislativo n. 102/14 è avvenuta mediante l'adozione della delibera 28 giugno 2018, 369/2018/R/tlr, con la quale sono stati chiusi i procedimenti di esame delle istanze di esclusione. Con tale delibera le istanze sono state per la maggior parte accolte, essendo relative di norma a micro-impianti, portando all'esclusione di 28 reti di telecalore gestite da 8 operatori, parte dei quali gestiscono altre reti di telecalore non escluse dalla regolazione dell'Autorità.

Le istruttorie di valutazione delle istanze di esclusione hanno evidenziato casi di soggetti operanti nel settore del telecalore, regolarmente iscritti all'Anagrafica operatori, che gestiscono unicamente una rete; rete che a seguito dell'accoglimento dell'istanza risulterebbe esclusa dal novero delle reti di telecalore soggette alla regolazione dell'Autorità, facendo in tal modo decadere l'obbligo per il gestore di iscrizione all'Anagrafica operatori. Come pure

casi di reti di telecalore iscritte all'Anagrafica Territoriale (ATT) per le quali, a seguito dell'accoglimento dell'istanza di esclusione, decadrebbe l'obbligo per il relativo gestore di iscrizione delle reti alla medesima ATT.

Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità ha deciso di definire in un unico testo integrato gli *Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento* (OITLR), in vigore dal 13 novembre 2018, con riferimento alle anagrafiche Operatori e Territoriale, provvedendo altresì a una revisione e semplificazione della procedura per l'invio dell'istanza di esclusione di una rete di telecalore dalla regolazione dell'Autorità. Tenuto conto dell'innovazione della disciplina è stato fissato un nuovo termine al 31 marzo 2019 per l'invio di istanze di esclusione che per errore non fossero state trasmesse nei termini già fissati dalla delibera 23/2018/R/tlr.

Regolazione della qualità commerciale

L'art. 10, comma 17, lettera a), del decreto legislativo n. 102/14, attribuisce all'Autorità il compito di definire gli standard di continuità, di qualità e di sicurezza del servizio, degli impianti e dei sistemi di contabilizzazione.

In esito ai documenti per la consultazione 2 febbraio 2017, 46/2017/R/tlr, 15 giugno 2017, 438/2017/R/tlr, e 26 luglio 2018, 413/2018/R/tlr, e sulla base di una specifica raccolta dati di qualità commerciale del servizio, effettuata a maggio 2018 con riferimento al 2017, l'Autorità ha approvato con delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr, la *Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019 - 31 dicembre 2021* (RQCT). La nuova disciplina, in analogia a quanto stabilito per gli altri settori regolati prevede:

- standard specifici o garantiti, riferiti di norma alla tempestività nell'esecuzione della prestazione richiesta dal singolo utente e associati a indennizzi automatici;
- standard generali, anch'essi di norma riferiti alla tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti ma riferiti al complesso delle prestazioni.

Per tenere conto della specificità del settore e della novità della disciplina, nel primo periodo di regolazione gli standard specifici e generali sono stati definiti solo per le prestazioni più rilevanti, con esonero dei micro esercenti (definiti come quei gestori con una potenza contrattuale complessiva nel 2017 non superiore a 6 MW). Quali misure di gradualità

sono stati inoltre previsti la non applicazione degli standard precontrattuali per gli impianti appena entrati in esercizio, limitatamente al periodo di avviamento, e semplificazioni per gli esercenti di medie dimensioni (definiti come quei gestori con una potenza contrattuale complessiva nel 2017 maggiore di 6 MW e non superiore a 50 MW). Dall'applicazione degli standard di qualità sono stati inoltre esclusi i grandi utenti (con potenza contrattuale maggiore di 350 kW) in quanto in possesso di elevate conoscenze e competenze e quindi tali da non richiedere una specifica tutela regolatoria. Nella tavola 6.1. vengono riepilogati gli standard di qualità commerciale definiti dall'Autorità con la RQCT per il settore del telecalore.

TAV. 6.1 Standard specifici e generali per il settore del telecalore

Prestazione	DIMENSIONE OPERATORE	
	Grande	Medio
Preventivo lavori semplici	10 gg, SG	
Preventivo lavori complessi	30 gg, SG	
Esecuzione lavori semplici	15 gg, SS	-
Esecuzione lavori complessi	concordato, SS	monitoraggio
Attivazione fornitura	7 gg, SS	
Riattivazione post-morosità	2 gg ¹ , SS	
Disattivazione fornitura	5 gg, SS	
Scollegamento	monitoraggio	
Fascia appuntamenti	2 h, SG	-
Risposta a reclami	30 gg ² , SS	
risposta a richiesta informazioni	30 gg ² , SG	-

(1) Giorni feriali

SS Standard specifico

SG standard generale (in almeno il 90% dei casi)

Fonte: ARERA.

TAV. 6.2 Indennizzi automatici per il settore del telecalore

Prestazione	INDENNIZZI BASE PER DIMENSIONE UTENTE	
	Piccolo (≤ 50 kW)	Medio (> 50 e ≤ 350 kW)
Esecuzione lavori semplici	30 €	70 €
Esecuzione lavori complessi	30 €	70 €
Attivazione fornitura	30 €	70 €
Riattivazione morosità	30 €	70 €
Disattivazione fornitura	30 €	70 €
Risposta a reclami	30 €	30 €

Fonte: ARERA.

Nel caso di mancato rispetto dello standard specifico per cause imputabili all'esercente, sono previsti indennizzi automatici da riconoscere nel primo documento di fatturazione utile e comunque entro 180 giorni. Gli indennizzi sono stati differenziati in funzione della tipologia di utente a eccezione di quello previsto per la risposta a un reclamo all'utente (posto pari a 30 euro sia per piccolo che per medio utente). Data la rilevanza della corretta e tempestiva gestione dei reclami degli utenti del servizio, la RQCT prevede l'obbligo di risposta motivata a tali reclami per tutti i gestori di telecalore, ivi inclusi i micro esercenti. Nella tavola 6.2 è riportato un riepilogo degli indennizzi automatici previsti dalla RQCT.

Per tutte le prestazioni soggette a standard sono previsti obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità, con un regime semplificato per gli operatori di medie dimensioni, fatti salvi gli obblighi in capo a tutti gli esercenti in tema di pronto intervento. In particolare, la disciplina della qualità commerciale del servizio di telecalore ha introdotto l'obbligo per tutti i gestori di evidenziare nei documenti di fatturazione il numero di pronto intervento a disposizione degli utenti per segnalare dispersioni di acqua o vapore dalla rete, irregolarità o interruzioni nella fornitura, precisando che il servizio di pronto intervento è gratuito e attivo 24 ore su 24 tutti i giorni dell'anno.

Regolazione della trasparenza del servizio

L'art. 9, comma 7 del decreto legislativo 102/2014 prevede che l'Autorità disponga le modalità con le quali il venditore al dettaglio di energia (inclusa quella termica) fornisca:

- su richiesta dell'utente, informazioni sulla fatturazione energetica e sui consumi storici, a un fornitore di servizi energetici (lett. a);
- l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione e bollette in formato elettronico, oltre alla possibilità di richiedere informazioni sulla compilazione delle fatture (lett. b);
- un elenco di informazioni minime insieme alla fattura (prezzi correnti effettivi, confronto consumo attuale vs. anno precedente, contatti delle associazioni, ecc.) (lett. c);
- informazioni aggiuntive per la valutazione globale dei consumi energetici e soluzioni flessibili per i pagamenti (lett. d).

L'art. 9, comma 8, prevede poi che l'Autorità assicuri che non siano applicati corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture e per l'accesso ai dati relativi ai consumi e l'art. 10, comma 17, prevede che l'Autorità definisca le modalità con cui rendere pubblici i prezzi del calore, l'allacciamento, la disconnessione e altre attrezzature accessorie (lett. c).

A fronte dei compiti assegnati, l'Autorità, al fine di rendere l'utente più informato sul servizio e quindi in grado di operare scelte consapevoli sia nella fase precontrattuale che post-contrattuale, ha individuato sei ambiti di intervento

regolatorio per incrementare la trasparenza del servizio:

- i contratti di fornitura, stabilendo elementi minimi e l'obbligo di comunicazione di eventuali modifiche;
- la trasparenza dei prezzi, prevedendo la pubblicazione dei prezzi applicati comprensivi della modalità di aggiornamento;
- i documenti di fatturazione, individuando un set informativo minimo;
- la qualità del servizio e diritti degli utenti, con pubblicazione degli standard di qualità previsti per il servizio e le informazioni di carattere generale;
- le prestazioni ambientali dell'impianto di telecalore, con informazioni sintetiche all'utente;
- il monitoraggio dei prezzi del servizio, con obblighi di comunicazione nei confronti dell'Autorità.

I primi orientamenti per ciascun ambito di intervento sono stati sottoposti agli *stakeholder* attraverso il documento di consultazione 5 dicembre 2018, 637/2018/R/tlr, predisposto anche sulla base degli esiti di una specifica raccolta dati effettuata a novembre 2018 con riferimento al 2017.

La *road map* proposta nel documento di consultazione prevede la pubblicazione entro aprile 2019 di un secondo documento di consultazione con gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di trasparenza del servizio del telecalore, con adozione del provvedimento finale entro giugno 2019 e decorrenza della nuova disciplina dal 2020.

Regolazione della qualità tecnica del servizio

Il decreto legislativo n.102/14 ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione e controllo della qualità tecnica con riferimento al settore del telecalore mediante:

- la definizione di standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio (art. 10 comma 17, lettera a);
- l'applicazione della regolazione secondo criteri di gradualità anche alle reti preesistenti, ferma restando la salvaguardia degli investimenti effettuati (art. 10 comma 18).

Lo stesso decreto n. 102/14, all'art. 10, comma 17, e la legge 14 novembre 1995 n. 481 (istitutiva dell'Autorità), all'art. 1, prevedono inoltre che l'Autorità persegua la promozione della concorrenza e lo sviluppo del telecalore, nella prospettiva di una maggiore efficienza dei servizi e di tutela

dell'utente.

Con il documento di consultazione 18 dicembre 2018, 691/2018/R/tlr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti iniziali in tema di regolazione della qualità tecnica del settore con riguardo ai seguenti ambiti di intervento:

- la sicurezza del servizio, con riferimento in particolare alla cartografia, al servizio di pronto intervento, alla ricerca delle dispersioni idriche e alla qualità del fluido termovettore;
- la continuità del servizio, con riferimento sia alle interruzioni sia alle anomalie nella fornitura di calore;
- l'efficienza della distribuzione di calore, con riferimento alle perdite di calore dovuto sia alle dispersioni idriche sia alle dispersioni termiche.

Le proposte sono state formulate anche a partire dagli esiti di una specifica raccolta di dati di qualità tecnica, effettuata a luglio 2018 e relativa al 2017, alla quale hanno preso parte 115 operatori, per un totale di 193 reti di telecalore, corrispondenti al 97% del mercato del telecalore.

Considerati lo stato del settore e la novità della regolazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre un approccio graduale nell'implementazione della disciplina della qualità tecnica del telecalore, con un'applicazione degli obblighi alle singole reti (non per operatore) per garantire una maggiore omogeneità nella tutela degli utenti. Con tale approccio si prevede di pervenire a una regolazione della qualità tecnica del telecalore in sei anni attraverso due fasi:

- un primo periodo di regolazione (2020-2022) nel quale introdurre obblighi di registrazione dei principali aspetti di sicurezza, continuità ed efficienza energetica, con obblighi di servizio e standard limitati alle prestazioni di sicurezza e continuità più rilevanti per gli utenti;
- un secondo periodo di regolazione (2023-2025) nel quale, a partire dall'esperienza maturata nel primo periodo regolatorio, completare il set di standard generali

e specifici per i principali aspetti di sicurezza, continuità ed efficienza energetica delle reti di telecalore, provvedendo altresì a introdurre incentivi di tipo reputazionale, in analogia con quanto già fatto per gli altri settori regolati dall'Autorità.

Al fine di assicurare un adeguato riferimento di normativa tecnica di settore alla regolazione della qualità tecnica, l'Autorità ha approvato con delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/R/tr, il Protocollo d'intesa tra l'Autorità stessa e il Comitato termotecnico italiano (CTI), poi sottoscritto in data 21 febbraio 2018. A partire da tale Protocollo, l'Autorità in data 26 aprile 2018 ha segnalato al CTI l'esigenza di rendere disponibili per il settore del telecalore norme tecniche o prassi di riferimento per il pronto intervento, la ricerca delle dispersioni idriche, la qualità del fluido termovettore e, più in generale, un corpo di definizioni cui fare riferimento per la normazione di settore, auspicando che tali documenti di normazione possano essere approvati dal CTI entro la data di entrata in vigore della nuova disciplina della qualità tecnica del telecalore.

Capitolo 7



REGOLAZIONE DEL CICLO DEI RIFIUTI URBANI E ASSIMILATI

SETTORIALE

Avvio della regolazione

La legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha attribuito all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) funzioni di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, da esercitarsi "con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481".

In particolare, in aggiunta alla totalità delle attribuzioni previste dalla legge n. 481/95, da esercitare in coerenza con le finalità e i principi generali ivi previsti, l'articolo 1, comma 527, lettere da a) a n) della legge n. 205/17 ascrive espressamente all'Autorità le seguenti ulteriori attribuzioni:

- l'emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, la valutazione dei costi delle singole prestazioni, anche ai fini della corretta disaggregazione per funzioni, per area geografica e per categorie di utenze, e la definizione di indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi;
- la definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori, nonché la vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi;
- la diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza;
- la tutela dei diritti degli utenti, anche tramite la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti e dai consumatori, singoli o associati;
- la definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'articolo 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- la predisposizione e l'aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio "chi inquina paga";
- la fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- l'approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale o dall'autorità competente a ciò preposta per il servizio integrato e dai

gestori degli impianti di trattamento;

- la verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi;
- la formulazione di proposte relativamente alle attività comprese nel sistema integrato di gestione dei rifiuti da assoggettare a regime di concessione o autorizzazione in relazione alle condizioni di concorrenza dei mercati;
- la formulazione di proposte di revisione della disciplina vigente, segnalandone altresì i casi di gravi inadempienze e di non corretta applicazione;
- la predisposizione di una relazione annuale alle Camere sull'attività svolta.

L'obiettivo primario che l'Autorità deve perseguire con la sua azione è quello di "migliorare il sistema di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, al fine di garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenea sull'intero territorio nazionale, nonché adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione". L'intervento dell'Autorità deve altresì essere volto ad armonizzare "gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse" e a garantire "l'adeguamento infrastrutturale del settore e il superamento delle procedure di infrazione aperte in ambito europeo".

In tal modo, la norma ha inteso assicurare al ciclo dei rifiuti urbani e assimilati un assetto regolatorio centralizzato, imperniato sulla presenza di un'amministrazione unica, tecnica e indipendente, con consolidata esperienza in altri settori.

Al contempo il ruolo dell'Autorità si inserisce in un quadro di *governance* settoriale multilivello, nel quale operano, con specifiche funzioni e competenze, lo Stato, le Regioni, gli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali, le Province, i comuni (e, al di sopra di questi, la Commissione Europea). Ne consegue la necessità di un ampio coordinamento con gli altri livelli di governo.

Le competenze attribuite all'Autorità sono riferite all'intero ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, nel quale è possibile identificare due principali filiere: la filiera del rifiuto urbano residuo (o indifferenziato) e la filiera del rifiuto urbano differenziato. L'insieme di tali filiere e delle relative sotto-filieri è riconducibile ad alcune fasi principali:

- raccolta e trasporto;

- recupero della frazione organica della raccolta differenziata;
- riciclaggio/recupero delle frazioni secche della raccolta differenziata e relative operazioni di trattamento;
- recupero di energia e relative operazioni di trattamento;
- smaltimento e relative operazioni di trattamento.

A seguito dell'attribuzione delle nuove competenze nel settore, con la delibera 4 gennaio 2018, 1/2018/A, l'Autorità aveva avviato le necessarie attività funzionali alla prima operatività delle funzioni di regolazione e controllo più sopra richiamate e, in particolare:

- la ricognizione della situazione fattuale del settore e della segmentazione delle singole attività nel ciclo dei rifiuti, anche sulla base dei lavori esperiti nell'anno 2017 dal *Progetto Speciale Servizi Ambientali*¹ e dell'indagine conoscitiva IC49, svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato;

Regolazione tariffaria

Con la delibera 225/2018/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di uno o più provvedimenti volti a introdurre un sistema tariffario in materia di ciclo dei rifiuti urbani coerente con le finalità di cui alla legge n. 481/95 e alla legge n. 205/2017, e riferito ai seguenti aspetti:

- definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono il ciclo integrato;
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- definizione delle modalità di approvazione delle tariffe del servizio integrato e degli impianti di trattamento definite dal soggetto competente.

Nell'ambito dell'attività istruttoria svolta nel corso dei mesi successivi, propedeutica all'adozione dei primi atti in materia, sono stati organizzati incontri tecnici con operatori, istituzioni e altri *stakeholder*, con obiettivi sia di integrazione della ricognizione generale dello stato dell'arte del settore svolta dagli uffici, sia di approfondimento di aspetti rilevanti per la formazione del quadro regolatorio in materia tariffaria e di qualità del servizio. Anche sulla base degli elementi raccolti attraverso tali incontri, nel dicembre del 2018 è stato pubblicato il primo documento di consultazione in materia di orientamenti iniziali per la determinazione

- la mappatura degli operatori e degli *stakeholder* nel settore del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati;
- la richiesta di informazioni agli operatori per la prima costituzione della piattaforma informativa della regolazione.

L'avvio delle suddette attività di ricognizione e analisi è stato subordinato alla piena operatività del nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, successivamente definito con delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A e divenuto efficace a far data dall'1 marzo 2018.

Con le delibere 5 aprile 2018, 225/2018/R/rif e 226/2018/R/rif, sono stati quindi avviati due procedimenti per l'adozione di provvedimenti in materia, rispettivamente, di regolazione tariffaria e di regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, nell'ambito dei quali si sono svolte le attività esperite nel corso del 2018 e dei primi mesi dell'anno 2019.

dei corrispettivi per i servizi di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e sono state avviate le prime raccolte di dati e informazioni puntuali sui profili di interesse. Nel seguito si descrivono sinteticamente i contenuti di tali attività e atti.

Incontri tecnici e gruppi di approfondimento

Dai primi incontri tecnici con i principali soggetti operanti nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, orientati a integrare la ricognizione generale del comparto condotta dagli uffici, è emersa la necessità di un intervento regolatorio organico del settore che, come confermato dagli *stakeholder*, è caratterizzato da un'estrema frammentarietà e disomogeneità in termini sia di organizzazione dell'industria, sia di quadro istituzionale e regolamentare. Particolare accento è stato posto dagli *stakeholder* sulle difficoltà amministrative a programmare e realizzare nuovi investimenti in impiantistica di trattamento e smaltimento, sulle criticità connesse al fenomeno della morosità, sull'incertezza determinata da un quadro normativo e giurisprudenziale frammentato e non sempre coerente nonché dal mancato perfezionamento, in alcune Regioni,

1 Cfr. delibera 26 gennaio 2017, 21/2017/A.

del quadro di governo sovracomunale (costituzione e operatività degli enti di governo d'ambito). Disomogenea appare l'efficacia della gestione, in alcune aree avanzata in termini di perseguimento degli obiettivi ambientali di recupero e di riciclo (nonché di qualità del servizio in senso lato) e in altre ancora sbilanciata su una chiusura del ciclo dei rifiuti urbani in contrasto con le tendenze della normativa comunitaria. Il carattere di disomogeneità si ritrova altresì nell'industria del riciclo, che pure in media nazionale è ben posizionata rispetto alle migliori pratiche europee.

Agli incontri di ricognizione generale delle principali specificità e criticità del settore, sono seguiti incontri tematici di approfondimento (*focus group*), prevalentemente condotti con associazioni rappresentative degli operatori del ciclo di gestione dei rifiuti urbani e assimilati, focalizzati su specifici profili in relazione ai quali l'Autorità ha chiesto ai partecipanti di esprimere valutazioni e fornire elementi informativi. In particolare, per quanto attiene alle attività propedeutiche alla regolazione tariffaria, gli incontri tematici si sono focalizzati sulla perimetrazione dei servizi da assoggettare a regolazione, sulla struttura del sistema tariffario in vigore, sul fenomeno della morosità e sulla valutazione del fabbisogno di investimenti nel settore.

Consultazione sui primi orientamenti in materia tariffaria

Con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/rif, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti al fine di procedere a:

- definire il metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione;
- fissare i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- definire le modalità di approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo dell'ambito ottimale, o dall'autorità competente a ciò preposta per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento, sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità.

Il documento contiene, oltre a un'appendice di ricognizione della struttura e delle principali caratteristiche del settore ai fini regolatori, una parte iniziale di analisi del quadro normativo a presidio dei servizi di gestione dei rifiuti urbani e assimilati, in relazione agli sviluppi

interventivi a livello comunitario con l'approvazione del Pacchetto *sull'economia circolare* (direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, che modifica la direttiva 2009/98/CE) che fissa nuovi sfidanti obiettivi in termini di incremento del riciclo e del riuso dei materiali, e alla normativa nazionale, con particolare riferimento al decreto legislativo n. 152/06 (*Testo unico ambientale*).

La parte centrale del documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità per la regolazione tariffaria del ciclo di gestione dei rifiuti urbani. Tra gli obiettivi generali alla base dell'intervento dell'Autorità il documento evidenzia:

- la promozione della massima trasparenza nel settore (in particolare, nella definizione dei costi riconosciuti per l'erogazione dei servizi che costituiscono attività di gestione del ciclo integrato e nella definizione delle condizioni di accesso praticate dai titolari degli impianti di trattamento agli utenti del servizio);
- l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea, attraverso l'introduzione di opportuni meccanismi tariffari per contribuire a sostenere lo sviluppo delle capacità di trattamento necessarie;
- la coerenza con gli obiettivi ambientali previsti dalla disciplina europea e nazionale, in particolare incentivando la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti e riducendo, al contempo, i conferimenti in discarica;
- la promozione della concorrenza, al fine di limitare il rischio di posizioni dominanti in alcune fasi del ciclo e di favorire l'ingresso di nuovi operatori con conseguenti benefici in termini di minor costo del servizio in favore degli utenti finali;
- la tutela degli utenti del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, attraverso un sistema tariffario che fornisca adeguati segnali di prezzo, anche in ossequio al principio comunitario *"pay as you throw"*, che sia trasparente e non discriminatorio e che, al contempo, persegua obiettivi di riequilibrio economico-sociale.

Tra i criteri di regolazione di carattere generale funzionali al raggiungimento di tali obiettivi, il documento per la consultazione evidenzia:

- la definizione di criteri uniformi per il riconoscimento dei costi del servizio e la promozione della disponibilità di dati di natura tecnica e contabile omogenei e misurabili, come condizioni necessarie per impostare confronti sull'efficienza e l'efficacia delle gestioni;
- la certezza e stabilità regolatoria, al fine di ridurre il

rischio regolatorio per i gestori dei servizi del ciclo, con conseguenti benefici anche per gli utenti dei servizi medesimi.

Al fine di fornire certezza e stabilità regolatoria al sistema e di promuovere una gestione efficiente ed efficace dei servizi del ciclo, l'Autorità è orientata a introdurre un primo periodo di regolazione tariffaria della durata di quattro anni, suddiviso in due semi-periodi (di pari durata).

Coerentemente con il mandato legislativo ricevuto, l'Autorità prevede di includere nel perimetro regolatorio tutti i rifiuti di origine urbana e assimilati, indipendentemente dalla classificazione che assumono lungo il loro percorso di trattamento (con particolare riferimento ai rifiuti urbani che a seguito di operazioni di trattamento assumono la codifica di rifiuti speciali prima della chiusura del loro ciclo di gestione).

In considerazione della specificità e complessità di ciascuno dei servizi che costituiscono il ciclo integrato in gestione, l'Autorità intende impostare una regolazione specifica per:

- a) il servizio di raccolta e trasporto (trasversale alla filiera del rifiuto urbano residuo e alle diverse filiere delle frazioni derivanti dalla raccolta differenziata, generalmente oggetto di affidamento da parte dell'ente di governo d'ambito o di altro ente territorialmente competente);
- b) i servizi di trattamento dei rifiuti, caratterizzati da configurazioni estremamente differenziate sul territorio nazionale;
- c) il ciclo integrato di gestione (la cui regolazione comprenderà il costo riconosciuto per il servizio di raccolta e trasporto, quello per il servizio di trattamento in relazione alle quantità di rifiuto conferite dal gestore della raccolta agli impianti di trattamento, e altre voci di costi e ricavi e eventuali conguagli che concorrono a formare il costo riconosciuto complessivo del ciclo).

A tal fine, l'Autorità intende adottare un approccio graduale. In particolare, con riferimento al primo semi-periodo di regolazione, l'Autorità è orientata a:

- definire i criteri per la determinazione dei corrispettivi per il servizio di raccolta e trasporto;
- fissare i criteri per la determinazione dei corrispettivi per i diversi servizi del trattamento;
- introdurre meccanismi di incentivazione per favorire il raggiungimento di obiettivi ambientali e per promuovere l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla

normativa europea;

- definire i criteri per la determinazione del costo riconosciuto per il servizio integrato;
- definire nel corso del periodo, sulla base di specifiche analisi, la riforma dei criteri di articolazione tariffaria del servizio per gli utenti, prevedendo che, fino ad allora, continuano ad applicarsi i criteri ad oggi in vigore;
- definire obblighi informativi adeguati con riferimento alle condizioni tecniche ed economiche praticate dai titolari degli impianti di trattamento.

Con riferimento, invece, al secondo semi-periodo di regolazione, l'Autorità intende definire una regolazione maggiormente finalizzata all'efficientamento dei costi e all'efficacia del servizio offerto, e a valutare l'eventuale adozione di specifiche misure volte a promuovere l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto, al fine di superare l'attuale frammentazione gestionale e favorire il raggiungimento di assetti industriali del servizio, nonché al fine di perseguire l'efficienza e l'economicità delle gestioni.

Servizio di raccolta e trasporto

Per quanto attiene ai criteri per la regolazione tariffaria del servizio di raccolta e trasporto, alla luce di quanto emerso dalla ricognizione del settore e dai *focus group* con gli operatori, nel documento per la consultazione 713/2018/R/ rif l'Autorità ha, in primo luogo, definito le attività da includere nel perimetro del servizio, articolandole in:

- a) attività che costituiscono il servizio base;
- b) altre attività riferibili al settore ma non riconducibili al servizio base;
- c) altre attività esterne al settore i cui costi non sono coperti dalla tariffa in quanto non pertinenti al servizio.

In secondo luogo, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la fissazione di criteri uniformi in materia di natura ed eleggibilità dei costi e di determinazione dei ricavi di riferimento del servizio, al fine di consentire un confronto di efficienza sulle prestazioni dei gestori, tenuto conto delle differenze organizzative, gestionali e territoriali del servizio, nonché degli standard qualitativi minimi del servizio stesso. In particolare, l'orientamento dell'Autorità è quello di adottare un modello regolatorio di tipo *ex post*, basato sui costi effettivamente sostenuti come risultanti dalle fonti contabili obbligatorie, prevedendo meccanismi di remunerazione del capitale di tipo *rate for return* e criteri di efficientamento dei costi operativi. A tal fine nel documento per la consultazione l'Autorità ha, tra

l'altro, presentato i propri orientamenti iniziali in materia di determinazione del capitale investito riconosciuto del gestore (prospettando l'applicazione del metodo del costo storico rivalutato), di determinazione dei costi operativi riconosciuti (individuazione delle voci non ammissibili, con attenzione alle specificità del settore, e riconoscimento dei costi operativi sostenuti dagli enti locali), di individuazione dei costi operativi non direttamente efficientabili da parte del gestore.

Al fine di arginare il fenomeno della morosità, che rappresenta un aspetto particolarmente critico nel settore, l'Autorità intende prevedere il riconoscimento in tariffa del costo del rischio credito attraverso un meccanismo che, da un lato, induca il gestore/l'ente locale a porre in essere tutte le azioni idonee per il recupero dei crediti e, dall'altro lato, non imponga alla collettività costi superiori a quanto strettamente necessario ai fini dell'erogazione del servizio nel rispetto degli standard qualitativi previsti e dei principi di efficienza ed economicità. In particolare, si intendono riconoscere le perdite su crediti nella misura in cui il gestore dimostri di aver esperito tutte le azioni idonee al recupero del credito.

Il documento per la consultazione, inoltre, prevede l'introduzione di incentivi economici a favore dei gestori della raccolta e del trasporto orientati al conseguimento degli obiettivi di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio fissati dagli enti di governo d'ambito, attraverso l'applicazione di meccanismi di *sharing* dei ricavi derivanti dalla vendita del materiale oggetto di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti urbani.

Servizi di trattamento

Per quanto riguarda, invece, la regolazione economica dei servizi di trattamento, a valle dei necessari approfondimenti sulle condizioni di mercato, sulle disponibilità attuali e future di capacità di trattamento, sulle normative regionali in materia di priorità di accesso e di programmazione dei flussi e sulla base dei risultati delle analisi dei dati appositamente raccolti dai soggetti interessati, l'Autorità è orientata a introdurre, ove necessario, criteri minimi per la definizione delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio (es. garanzie finanziarie, procedure per il conferimento di capacità disponibile, ecc.).

Per la determinazione del ricavo di riferimento dei gestori del servizio, il documento per la consultazione 713/2018/R/rif prospetta l'applicazione (ove necessario) di meccanismi di *rate of return* ai costi di capitale e di obiettivi

di efficientamento ai costi operativi, con la definizione di obiettivi di efficientamento su base pluriennale. Inoltre, l'Autorità ritiene opportuno lasciare flessibilità al gestore del servizio nella definizione dell'articolazione tariffaria, purché basata su criteri oggettivi e misurabili. È prevista l'introduzione della separazione contabile fra attività gestite da soggetti verticalmente integrati, al fine di prevenire l'insorgere di sussidi incrociati e in caso di impianti autorizzati a trattare sia rifiuti urbani che rifiuti speciali, della separazione contabile per ambito territoriale di affidamento e per i gestori della raccolta e del trasporto.

Al fine di contribuire a promuovere gli investimenti in impianti di trattamento necessari per la chiusura del ciclo nelle aree con capacità di trattamento insufficiente, l'Autorità è orientata a introdurre modalità di allocazione della capacità con orizzonti di durata pluriennale e specifici meccanismi di incentivazione in nuovi impianti che comportino benefici rilevanti per il sistema. In aggiunta è prevista l'introduzione di specifici obblighi informativi in capo ai gestori al fine di favorire la trasparenza nel settore, a vantaggio sia degli utenti dei servizi di trattamento, sia dell'azione dell'Autorità. I criteri tariffari oggetto del relativo documento per la consultazione dovranno essere recepiti sia nelle convenzioni d'affidamento e nei contratti che regolano i rapporti tra i gestori degli impianti di trattamento e i loro utenti che verranno stipulate/i in data successiva alla loro emanazione, sia nelle convenzioni e nei contratti vigenti, tramite apposita revisione.

Richiesta di informazioni sui servizi di trattamento e sistema di monitoraggio delle tariffe per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2018 e 2019

Con la delibera 27 dicembre 2018, 714/2018/R/rif è stata avviata una prima raccolta di dati e informazioni in materia di servizi di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati, funzionale alla definizione della regolazione in tema di tariffe e di condizioni contrattuali di accesso agli impianti di trattamento, anche in prospettiva pro-concorrenziale, come delineata nel documento di consultazione 713/2018/R/rif. La raccolta dati è anche strumentale all'espletamento delle funzioni di controllo intestate all'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95, con particolare riferimento ai prezzi praticati dai gestori di

tali impianti agli utenti dei servizi.

In particolare, il provvedimento ha previsto che si procedesse all'acquisizione dei necessari elementi informativi per macro-tipologie di impianti, dando priorità agli impianti di trattamento meccanico biologico, agli impianti di incenerimento e alle discariche. I dati, le informazioni e i documenti da trasmettere all'Autorità sono stati definiti nella successiva determina 28 febbraio 2018, 1/2019-DRIF, pubblicata unitamente alle relative istruzioni operative. Le informazioni richieste includono: quelle relative all' esercente e al titolo giuridico a fondamento della gestione, i dati tecnici sulla gestione degli impianti, i dati economici e patrimoniali sulla gestione. Il termine per la compilazione della raccolta, fissato al 5 aprile 2019, è stato successivamente prorogato al 2 maggio 2019 tenuto conto di una richiesta di differimento di tale scadenza formulata da tre associazioni degli operatori del settore.

Con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif, è stato, invece, avviato un procedimento per l'introduzione di un sistema di monitoraggio delle tariffe per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e per i singoli servizi che costituiscono attività di gestione relativamente agli anni 2018 e 2019. In particolare, il procedimento è volto a verificare la coerenza delle tariffe applicate in tali anni con i principi fondamentali dell'ordinamento tariffario, quali quello dell'efficienza dei costi, e a valutare la necessità di eventuali interventi correttivi. I criteri di monitoraggio e di riconoscimento dei costi efficienti saranno oggetto di uno specifico documento di consultazione.

Il provvedimento ha altresì esteso gli obblighi di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità (istituita con delibera 23 giugno 2008, GOP 35/2008) ai soggetti operanti nel ciclo di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali operanti nel settore.

Regolazione della qualità del servizio

Tra le funzioni di regolazione che la legge n. 205/17 ha intestato all'Autorità relativamente al ciclo di gestione dei rifiuti urbani e assimilati sono incluse quelle di regolazione in materia di qualità del servizio, che attengono alla: "definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori, nonché la vigilanza sulle modalità dei servizi" (art. 1, comma 527, lettera b)", e "la diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza" (articolo 1, comma 527, lettera c)".

Con la delibera 226/2018/R/rif l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti in materia, nell'ambito del quale sono stati convocati incontri tecnici con i principali soggetti che operano nel settore e con le associazioni che ne rappresentano gli interessi, al fine di individuare e approfondire i profili e gli aspetti più rilevanti per la definizione della regolazione della qualità del servizio nelle diverse fasi della filiera del ciclo.

Parallelamente, gli uffici dell'Autorità hanno condotto una prima ricognizione sugli interventi di regolazione della qualità dei servizi del ciclo adottati a livello regionale e locale, con particolare riferimento al servizio di igiene

urbana (raccolta e trasporto). La ricognizione, effettuata su un campione di Regioni e sulla base di informazioni pubblicamente disponibili, è stata orientata, tra l'altro, a individuare i principali strumenti di regolazione della qualità dei servizi nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati generalmente introdotti dalle Regioni, dagli enti di governo dell'ambito territoriale ottimale e dagli enti locali, nonché gli indicatori e gli standard di qualità garantiti dagli operatori e le relative modalità di applicazione, inclusa la gestione dei casi di mancato rispetto degli standard per cause imputabili al gestore.

Dalla ricognizione e dagli incontri tecnici è emerso un contesto settoriale fortemente differenziato, con riferimento agli strumenti generalmente utilizzati per la regolazione della qualità dei servizi, ai profili oggetto di regolazione e ai relativi indicatori e standard (livelli) minimi di qualità. Al riguardo, occorre evidenziare che, diversamente dagli altri settori regolati dall'Autorità², il legislatore nazionale non ha adottato nel settore dei rifiuti uno schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta dei servizi. Questo contribuisce a spiegare l'eterogeneità degli

² Con riferimento al servizio idrico integrato, ad esempio, con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, n. 126 recante *Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del Servizio idrico integrato*, il Legislatore nazionale ha applicato al settore la direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994 recante *Principi sull'erogazione dei servizi pubblici*.

strumenti normativi in materia utilizzati a livello regionale e locale, nonché la forte eterogeneità dei contenuti della regolazione adottata in materia.

Dalla ricognizione emerge, inoltre, un settore caratterizzato da specifiche peculiarità, che attengono sia al posizionamento dell'utente finale del servizio nel ciclo dei rifiuti, sia alle modalità di erogazione dei servizi. In particolare, nel settore dei rifiuti il medesimo *output* (a titolo esemplificativo, il livello di raccolta differenziata) può essere garantito con diversi modelli di organizzazione del servizio (raccolta porta a porta vs raccolta stradale o di prossimità), definiti dai comuni, generalmente su linee di indirizzo regionali. L'eterogeneità dei modelli adottati rappresenta un aspetto distintivo del settore e nasce dall'esigenza di tenere conto dei diversi contesti territoriali (pianura, mare, o montagna) e socioeconomici presenti nel Paese. Peculiare appare anche il posizionamento dell'utente finale nel ciclo dei rifiuti; la sua collocazione a monte della filiera gli conferisce un ruolo centrale, potendo influire con i suoi comportamenti sui risultati dell'intero processo. Al riguardo, si rileva che una cattiva qualità della raccolta differenziata causata da abitudini scorrette nei conferimenti ha un impatto negativo sui livelli di recupero, per effetto delle interrelazioni esistenti tra il servizio di raccolta e il servizio di trattamento.

Per quanto attiene ai profili e ai relativi indicatori rappresentativi del rapporto tra gestore e utente finale del servizio, si possono cogliere analogie con la regolazione della qualità contrattuale nel settore elettrico, in quello del gas e nel servizio idrico integrato. Diversamente, i profili relativi alla qualità tecnica sono specifici per il settore dei rifiuti, come per esempio, le prestazioni inerenti all'igienicità e alla regolarità del servizio. L'eterogeneità degli standard di qualità adottati nel settore per gli indicatori di qualità tecnica può dipendere da diversi fattori³; ad esempio, la frequenza di raccolta è fortemente influenzata dal modello di organizzazione del servizio (porta a porta o stradale), dalle caratteristiche delle attrezzature di raccolta (volume dei contenitori), dalla densità abitativa e dalle politiche orientate alla prevenzione della produzione dei rifiuti o all'incremento della raccolta differenziata (riduzione della produzione di rifiuto urbano residuo). Ne deriva che per alcuni indicatori (per esempio, la frequenza di raccolta), la

differenziazione dei livelli minimi garantiti dal gestore non comporta necessariamente una diversa percezione della qualità da parte dell'utente.

Dalla ricognizione emerge, inoltre, una particolare attenzione alle tematiche ambientali, in genere correlate alle *performance* di raccolta differenziata, di recupero di materiale e, in minor misura, di prevenzione della produzione di rifiuti.

Con riferimento al perimetro dei servizi oggetto di regolazione della qualità, gli indicatori e gli standard minimi sono associati nella maggioranza dei casi ai seguenti servizi: raccolta differenziata e indifferenziata, spazzamento delle strade e decoro urbano, gestione del rapporto tra gestore e utente finale del servizio.

Un ulteriore elemento di criticità evidenziato dalla ricognizione riguarda la limitata diffusione di strumenti di verifica e di monitoraggio delle prestazioni effettivamente erogate dal gestore, nonché di strumenti di ristoro all'utenza in caso di prestazione qualitativamente inferiore rispetto allo standard minimo garantito.

Infine, si rilevano profili di criticità anche riguardo alla diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio degli utenti. Nello specifico, la Carta dei servizi non sempre viene pubblicata sul sito *internet* del gestore o del comune, pur costituendo la sua pubblicazione un obbligo di legge e, più in generale, dalle informazioni disponibili sui siti istituzionali risulta difficile stabilire l'effettiva attuazione delle norme in materia di qualità dei servizi.

In considerazione del quadro sopra delineato, l'intervento dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi dovrà essere calibrato in modo da garantire condizioni omogenee di accessibilità, fruibilità, e diffusione del servizio sull'intero territorio nazionale, tenuto conto dei diversi modelli di organizzazione del servizio stesso adottati dagli enti locali che, in virtù della vicinanza al territorio, ne conoscono in maniera più approfondita le caratteristiche morfologiche e socioeconomiche.

3 In genere, i documenti recanti norme inerenti alla qualità sono: le leggi regionali e il piano di gestione dei rifiuti urbani, di competenza regionale; il piano d'ambito e il Contratto di servizio, la Carta dei servizi, e il Regolamento comunale.

Capitolo 8



MERCATI RETAIL

INTERSETTORIALE

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Evoluzione del mercato retail

La legge 4 agosto 2017, n. 124 ("legge concorrenza"), come successivamente modificata, ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate in particolare (i) alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e (ii) all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*. Con riferimento sia all'energia elettrica che al gas naturale, la legge n. 124/17 ha previsto che:

- entro cinque mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) disponga la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (SII) di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* delle offerte vigenti sul mercato *retail* e rivolte ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³);
- decorsi sei mesi dalla sua entrata in vigore, tutti i venditori siano tenuti a fornire un'offerta a prezzo fisso e una a prezzo variabile ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³); a tal fine entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore l'Autorità è tenuta a definire le informazioni minime, almeno pari alle clausole essenziali del contratto come disposte dal Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali e i requisiti che gli operatori devono rispettare al fine di garantire la confrontabilità e l'omogeneità delle offerte;
- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità adotti linee guida per promuovere le offerte commerciali di energia elettrica e gas naturale a favore di gruppi di acquisto, con particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicazione delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori;
- entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità trasmetta al Ministro dello sviluppo economico un rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, con specifico riferimento alle tematiche individuate dalla medesima legge;

- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità definisca le modalità con cui i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela ricevono adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in merito al superamento delle tutele di prezzo disposto dalla medesima legge.

In relazione all'aspetto sub (i), inizialmente la cessazione della disciplina transitoria dei prezzi era prevista all'1 luglio 2019, tuttavia con il decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con legge 21 settembre 2018, n.108, tale termine è stato prorogato all'1 luglio 2020.

Come ricordato nella *Relazione Annuale 2018*, tra gli interventi previsti dalla legge 124/17 a supporto dello sviluppo del mercato *retail* per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, vi è il fatto che sia sottoposta a regime di autorizzazione l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali. Più in particolare, è stato previsto che sia istituito presso il Ministero dello sviluppo economico l'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, che costituisca condizione necessaria per lo svolgimento dell'attività di vendita e che debba essere pubblicato sul sito internet del Ministero, aggiornato mensilmente. La legge ha previsto altresì che i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione all'Elenco fossero fissati con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per questo motivo, con la delibera 16 novembre 2017, 762/2017/II/eel, l'Autorità ha presentato la propria proposta al Ministro dello sviluppo economico recante nel dettaglio i criteri, le modalità e i requisiti (imprescindibili o di *alert*, cioè legati alla verifica del raggiungimento di *performance* relative a specifiche attività) tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco, preceduta da consultazione con i soggetti interessati. Si rimanda alla *Relazione Annuale 2018* per maggiori dettagli in merito al contenuto della proposta.

Nel corso dell'anno 2018, l'Autorità ha proseguito, all'interno del quadro di norme delineato dalla legge 124/2017, i propri interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*, in linea con l'attività svolta nei precedenti anni.

Ai sensi di quanto previsto dalla medesima legge 124/2017,

l'Autorità ha approvato e trasmesso al Ministro dello sviluppo economico il Rapporto 117/2018/II/com relativo

al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas.

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge n. 125/07, ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* e al contempo ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a una duplice finalità consistente nell'assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). Quest'ultima finalità è stata rimossa, a partire dall'1 luglio 2020, dalla già citata legge n. 124/17 come successivamente modificata e integrata, che ha altresì affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare, alla medesima data, il servizio di salvaguardia ai clienti domestici e alle piccole imprese senza un fornitore di energia elettrica attraverso procedure concorsuali per aree territoriali, e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Tale servizio avrà quindi il compito di garantire la continuità del servizio (funzione di servizio universale) in casi residuali in cui il cliente non sia rifornito nel mercato libero.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea¹.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dall'1 gennaio 2017², le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerente le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dall'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 dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi *PE* e *PD*.

In base a quanto previsto dal *Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di Vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali* (TIV) ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, 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 2018, con la delibera 29 marzo 2018, 188/2018/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2018, con la delibera 28 giugno 2018, 364/2018/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2018, con la delibera 27 settembre 2018, 478/2018/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2019, con la delibera 27

¹ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

² In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

dicembre 2018, 708/2018/R/eel;

- per il trimestre aprile-giugno 2019, con la delibera 26 marzo 2019, 109/2019/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 27 dicembre 2018, 706/2018/R/eel, sono stati poi aggiornati i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, definita per il periodo 1 gennaio 2019 - 31 dicembre 2019;
- 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 2018, dalla delibera 28 dicembre 2017, 927/2017/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante

di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_l 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), dipendente quest'ultima 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, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,28% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,85% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,15% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,83% 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 2017, 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)*, rivedendo – in coerenza con quanto fatto con la delibera 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com – il livello del tasso di interesse nominale che viene posto pari a 6,5% 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, sono stati confermati due meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, attinente alla copertura di costi non inclusi nella definizione della suddetta componente. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi e sono finalizzati, rispettivamente, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione e alla compensazione della mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero 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. Questo secondo meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dal singolo esercente sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità, in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

Un terzo meccanismo di riconoscimento è previsto dall'art. 16-bis del TIV con riferimento alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali, ma l'efficacia dello stesso è stata sospesa con delibera 13 novembre 2018, 568/2018/R/eel, che ha contestualmente avviato un procedimento di revisione del meccanismo medesimo; nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 12 febbraio 2019, 49/2019/R/eel, recante gli orientamenti dell'Autorità volti a efficientare la gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti, anche mediante la riforma del meccanismo in parola.

La succitata delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato il corrispettivo PCV, il cui valore era stato definito per l'anno 2017 dalla delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, e confermato anche per l'anno 2018, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal primo gennaio 2019 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 1,86%, differenziato per tipologie di clienti (1,68% per i clienti domestici e 1,99% per i clienti BT altri usi);

- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2017, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 53 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, rivedendo, in coerenza con quanto fatto per la componente RCV, 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 copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$ la delibera 706/2018/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dall'1 gennaio 2019 superando, per i clienti domestici, la precedente distinzione afferente la residenza anagrafica del cliente in applicazione di quanto disposto dalla delibera 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel, in tema di completa eliminazione della progressività della componente $DISP_{BT}$ applicata ai clienti domestici residenti che, a partire da gennaio 2019, ha assunto pertanto la medesima struttura già vigente per le forniture presso abitazioni diverse, costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno).

Tutela SIMILE

A far data dall'1 luglio 2017 e fino al 30 giugno 2018, i clienti serviti in maggior tutela hanno potuto sottoscrivere, scegliendo tra un gruppo di fornitori ammessi in possesso di particolari requisiti, un contratto di mercato libero di *Tutela SIMILE*³.

La *Tutela SIMILE* si sostanzia in un ambiente di negoziazione

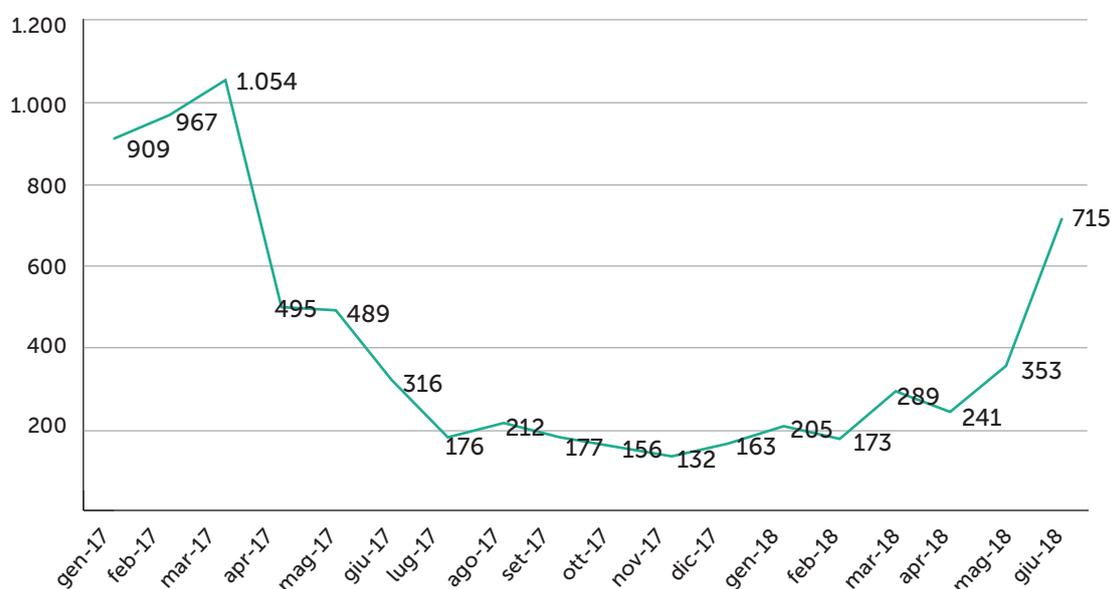
3 La disciplina della *Tutela SIMILE* è stata approvata con delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero, il cui contratto prevede condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi) e in cui le condizioni economiche sono pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto, liberamente definito da ciascun venditore, da corrispondere nella prima fattura ("bonus una tantum")⁴.

Alla data del 30 giugno 2018, data termine per la sottoscrizione della *Tutela SIMILE*, risultano essere stati emessi 7.222 codici di prenotazione, di cui il 93% ha

riguardato clienti domestici. Il codice di prenotazione veniva rilasciato dall'Amministratore della *Tutela SIMILE* al cliente ed era funzionale alla sottoscrizione via telematica del contratto. In aggiunta a tale modalità di sottoscrizione, era possibile accedere alla *Tutela SIMILE* anche a seguito di voltura e nuova attivazione. Come illustrato in figura 8.1, complessivamente il numero di codici di prenotazione emessi nel tempo è andato calando e la maggiore riduzione rispetto a inizio anno si è registrata nel mese di novembre 2017 (-86%). Tuttavia si è registrato un incremento dei codici di prenotazione emessi negli ultimi mesi: a giugno 2018 sono risultati in aumento del 103% rispetto al mese precedente.

FIG. 8.1 Numero complessivo di codici di prenotazione emessi per i clienti finali



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

TAV. 8.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro omega

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO OMEGA (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige	Hera Comm	16,63
Lombardia	Hera Comm	13,89
Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia	Hera Comm	12,39
Toscana, Umbria, Marche	A2A Energia	15,90
Sardegna	Hera Comm	18,89
Lazio	Hera Comm	17,09
Campania, Abruzzo	Hera Comm	21,65
Puglia, Molise, Basilicata	Hera Comm	19,49
Calabria	Enel Energia	51,86
Sicilia	Enel Energia	39,96

Fonte: ARERA.

⁴ Si veda la *Relazione Annuale 2018* per l'indicazione dei bonus *una tantum* offerti da fornitori ammessi e l'elenco di quest'ultimi.

Alla data del 30 giugno 2018 risultano aver scelto un contratto di *Tutela SIMILE* a seguito di *switching*, voltura e nuove attivazioni 13.490 clienti, quasi tutti domestici (95%), come riportati in figura 8.2.

Rispetto al fornitore di *Tutela SIMILE* scelto dai clienti, si nota come nell'11% dei casi si tratti dello stesso soggetto che già erogava al cliente finale il servizio di maggior tutela e nel 39% dei casi si tratti del fornitore che già serviva il cliente nel settore del gas naturale.

I clienti finali, fin dall'avvio della *Tutela SIMILE*, potevano aderire autonomamente o con il supporto delle Associazioni dei consumatori aderenti al CNCU e delle Associazioni rappresentative delle piccole e medio imprese (PMI) ai sensi della delibera 20 gennaio 2012, 549/2012/E/com, e che si sono accreditate per operare come facilitatore della *Tutela SIMILE*. Alla data del 30 giugno 2018 risultano essere stati emessi, tramite i facilitatori, 263 codici di prenotazione.

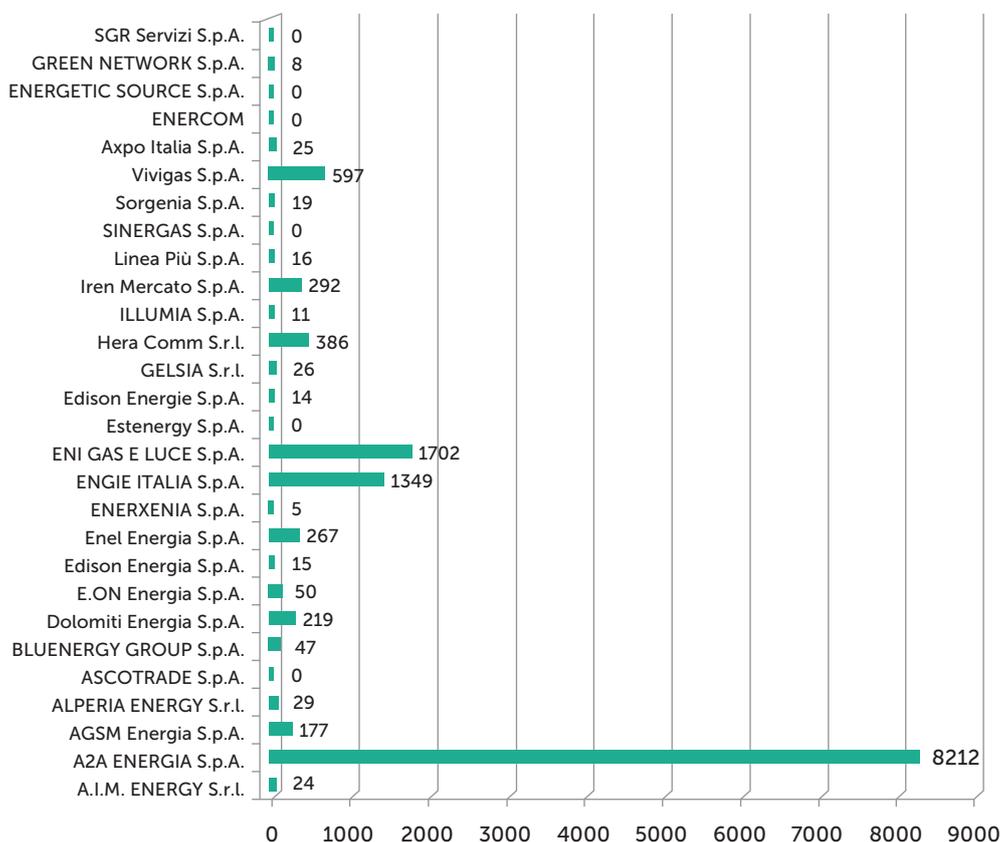
Servizio di salvaguardia

Revisione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione dei nuovi esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2019/2020, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2018, 485/2018/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina in vigore per il biennio di erogazione del servizio 2017/2018.

Le procedure concorsuali si sono svolte in coerenza con quanto previsto dal regolamento predisposto dall'Acquirente unico, approvato con la delibera 30 ottobre 2018, 553/2018/R/eel, e hanno avuto a oggetto l'assegnazione del servizio per gli anni 2019/2020. Il 26 novembre 2018 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali 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 omega" 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.

FIG. 8.2 Numero totale clienti in Tutela SIMILE



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

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 (meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, tale provvedimento ha stabilito che l'Autorità debba 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 citato 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 menzionato decreto ha stabilito che tali oneri siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione) di cui all'articolo 25-bis del TIS, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero.

Con la delibera 28 giugno 2018, 363/2018/R/eel, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello del corrispettivo di reintegrazione, mantenendone la differenziazione tra i clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia e quelli effettivamente serviti in salvaguardia. Con la già citata delibera 485/2018/R/eel l'Autorità ha confermato, anche per gli esercizi della salvaguardia 2019-2020, i criteri e le modalità applicative del meccanismo di reintegrazione già definiti per il precedente biennio con la delibera 29 settembre 2016, 538/2016/R/eel, prevedendo altresì un limite massimo al tasso di interesse di mora riconosciuto in coerenza con quanto previsto dalla delibera 26 luglio 2018, 407/2018/R/gas, per i meccanismi di reintegrazione

applicabili ai servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione. Infine, la delibera 30 ottobre 2018, 552/2018/R/eel, ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 456/2013/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2016.

Modifica del processo di switching nel settore elettrico: estensione della verifica ex ante del valore della potenza media annua

Con il documento per la consultazione 84/2019/R/eel l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per minimizzare il rischio di sistema derivante dall'acquisizione da parte di un utente del dispacciamento di nuovi punti di prelievo rispetto ai quali non abbia preventivamente prestato congrua garanzia nei confronti di Terna. L'obiettivo che l'Autorità intende perseguire è quello di ridurre l'esposizione del sistema nei casi di insolvenza degli operatori nei confronti di Terna, assicurando la stabilità e il buon funzionamento del mercato elettrico a beneficio e tutela dei clienti finali. A tal fine l'Autorità è orientata a introdurre un controllo *ex ante* in relazione al mercato che l'utente intende servire e per il quale si appresta a presentare richiesta di *switching* definito sulla base della verifica di congruità del livello della garanzia prestata a Terna da parte dell'utente del dispacciamento. Attualmente, un simile meccanismo di verifica preventiva sugli adempimenti che deve effettuare un soggetto che intenda operare in qualità di utente del dispacciamento per acquisire punti di prelievo, tra cui la sottoscrizione di un contratto di dispacciamento e la prestazione delle garanzie verso Terna, è previsto solo nell'ambito della fase di accreditamento al Sistema informativo integrato (SII) da parte di un nuovo utente, con riferimento ai punti di prelievo che saranno dal medesimo serviti nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento. In particolare, ai sensi della regolazione vigente, il controllo funzionale a verificare che gli *switching* richiesti dall'utente non eccedano la capacità massima del contratto di dispacciamento in prelievo – identificata attraverso un parametro determinato in funzione delle garanzie prestate a Terna, ovvero in funzione dei limiti di potenza massima acquisibile dagli utenti del dispacciamento – viene effettuato esclusivamente per i nuovi utenti con

riferimento alle prime richieste di *switching* presentate. Gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione sono volti a estendere il controllo attualmente previsto in caso di richieste di *switching* presentate da un nuovo utente del dispacciamento, introducendo la verifica *ex ante* anche per gli utenti del dispacciamento già esistenti e operanti sul mercato.

Disciplina garanzie contrattuali e fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica

Muovendo dalle sentenze dei giudici amministrativi di fine gennaio 2017 in materia di Codice di rete tipo (approvato con delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel) e dalle conseguenze sulla tenuta del sistema di garanzie previsto per l'accesso al servizio di trasporto⁵, l'Autorità ha contestualmente definito, con delibera 1 febbraio 2018, 50/2018/R/eel, un meccanismo che prevede il riconoscimento alle imprese distributrici dei crediti non riscossi inerenti gli oneri generali di sistema, secondo criteri volti a incentivare l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici, e proceduto con il documento per la consultazione dell' 1 febbraio 2018, 52/2018/R/eel, per la definizione del meccanismo analogo di reintegrazione per gli utenti del trasporto⁶.

Con il medesimo documento 52/2018/R/eel sono stati quindi illustrati in modo più dettagliato gli orientamenti in merito al meccanismo di riconoscimento degli oneri generali altrimenti non recuperabili – che gli utenti del trasporto risultano aver regolarmente versato alle imprese distributrici ma non aver incassato dai clienti finali – finanziato dal conto, già istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), finalizzato alla reintegrazione per le imprese distributrici di cui alla delibera 50/2018/R/eel.

Nel periodo in esame, l'analisi delle osservazioni pervenute al documento 52/2018/R/eel ha evidenziato una netta contrapposizione, difficilmente conciliabile, tra le posizioni degli operatori e delle loro associazioni, che hanno generalmente espresso apprezzamento e condivisione rispetto agli orientamenti illustrati, e quelle dei clienti finali, delle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie

imprese che invece hanno espresso contrarietà ai principi espressi nel documento, ritenendo le misure prospettate fortemente inique e inopportune in quanto facenti gravare sui clienti finali oneri aggiuntivi dovuti alle inadempienze di altri clienti finali.

Anche facendo seguito a successivi specifici incontri con operatori e associazioni rappresentative e prendendo atto dell'impossibilità di realizzare, all'interno del solo modello prefigurato dal documento 52/2018/R/eel, l'individuazione di un ragionevole equilibrio tra gli interessi delle parti e i vincoli imposti alla regolazione dalla legge (garantire la copertura degli oneri generali di sistema) e dal giudice amministrativo (imputare al cliente finale, e non ai venditori, né alle imprese distributrici, i costi degli oneri generali di sistema), l'Autorità pertanto ha ritenuto di procedere, mediante la delibera 2 agosto 2018, 430/2018/R/eel, con una più ampia istruttoria, estendendo l'ambito del procedimento per individuare soluzioni alternative che intervengano anche sul meccanismo di esazione degli oneri generali di sistema seppure esso non sia stato direttamente stravolto dalle sentenze del giudice amministrativo.

In tale contesto l'Autorità è intervenuta in audizione presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati con la memoria 20 novembre 2018, 588/2018/I/eel; nello specifico l'Autorità ha evidenziato come la soluzione naturale per il superamento delle criticità connesse alla riscossione degli oneri generali di sistema sia rappresentata dal trasferimento dei medesimi alla fiscalità generale. In attesa di detta soluzione l'Autorità ha proposto una riforma della riscossione basata su previsioni *ex ante* dell'incassato, volta a incentivare tutti gli operatori alla gestione efficiente del credito (modello di sistema).

Infine, con la delibera 11 dicembre 2018, 655/2018/R/eel, l'Autorità ha inteso dapprima definire (anche in ottica deflativa del contenzioso) un quadro più certo e stabile in termini di regole e di rimedi risolutivi applicabili, integrando il Codice di rete tipo in via d'urgenza – prevedendo comunque la partecipazione dei soggetti interessati ai sensi della c.d. consultazione postuma di cui alla delibera 649/2014/A – introducendo un'ulteriore clausola risolutiva espressa per i casi di mancato adeguamento delle garanzie. In particolare, è stato disposto, anche a valere sui contratti in essere alla data di entrata in vigore della stessa delibera,

5 Per una più ampia trattazione si veda la *Relazione Annuale 2018*.

6 Non completamente esplicitata nella precedente consultazione, documento del 3 agosto 2017, 597/2017/R/eel.

che il contratto di trasporto di energia elettrica si risolve anche nei casi in cui l'utente, nonostante il sollecito e la diffida ad adempiere da parte dell'impresa di distribuzione, non proceda entro i successivi sette giorni lavorativi all'adeguamento della garanzia prestata.

Tenendo conto delle osservazioni pervenute (che hanno evidenziato un'ampia condivisione degli obiettivi perseguiti dalla delibera 655/2018/R/eel, ma anche profonde divergenze tra imprese di vendita e di distribuzione, controparti del contratto di trasporto), l'Autorità, con la delibera 5 febbraio 2019, 39/2019/R/eel, ha quindi confermato le integrazioni al Codice tipo disposte con la delibera precedente, introducendo al contempo ulteriori disposizioni di dettaglio volte a migliorarne l'operatività.

Smart metering 2G: disposizioni in materia di configurazione e funzionalità

Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, sono stati definiti i requisiti funzionali e le *performance* da assicurare da parte dei sistemi di *smart metering 2G*; con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel sono state invece approvate disposizioni in materia di riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e di messa in servizio di tali sistemi.

Successivamente, nel periodo in esame, facendo seguito al documento per la consultazione 466/2017/R/eel del 22 giugno 2017, l'Autorità ha definito con la delibera 15 febbraio 2018, 88/2018/R/eel, le disposizioni funzionali alla configurazione e alla visualizzazione sul display dello *smart meter 2G* delle informazioni configurabili ad uso delle controparti commerciali (imprese di vendita), dando altresì mandato all'Acquirente unico per la relativa attuazione delle necessarie specifiche funzionali.

Con tale delibera sono state quindi individuate le responsabilità dei soggetti coinvolti nell'intero processo (gestore del SII, venditori, utenti della distribuzione e imprese di distribuzione) nonché gli obblighi informativi in capo a essi. Tra l'altro l'Autorità ha anche stabilito che:

- i venditori possano effettuare direttamente la configurazione con riferimento alle informazioni di propria competenza;
- il processo di configurazione trovi applicazione nel momento del passaggio "a regime" del punto di prelievo

(ovvero quando siano garantiti i livelli attesi di *performance* stabiliti dalla delibera 87/2016/R/eel) ovvero, per quanto riguarda le fasce personalizzate, in concomitanza con il passaggio del punto di prelievo al trattamento orario (che avviene 12 mesi dopo il passaggio del punto "a regime");

- il SII aggiorni il Registro centrale ufficiale (RCU) sulla base degli elementi informativi relativi alla configurazione delle fasce orarie.

Ancora con la delibera 88/2018/R/eel si è rimandato a successivi provvedimenti quanto in merito alle formule contrattuali prepagate, che sinora avevano potuto prevedere solo una fatturazione anticipata basata su un importo o un dato di consumo stimato eventualmente definito in modo forfettario, stanti i vincoli tecnologici dei misuratori di prima generazione e l'impossibilità di una gestione tempestiva dei prelievi necessari nelle formule di prepagamento vere e proprie. I primi aspetti di tali formule sono stati oggetto del documento per la consultazione 11 aprile 2018, 245/2018/R/eel, che ha ipotizzato potenzialità differenti a seconda che i dati utilizzati siano resi disponibili attraverso la *Chain 1* o la *Chain 2* e in base alla modalità di programmazione dei parametri dell'offerta. Con il medesimo documento per la consultazione, l'Autorità ha anche illustrato i propri orientamenti al riguardo in considerazione del fatto che la delibera 87/2016/R/eel ha previsto la successiva implementazione dello *smart meter 2G* (versione 2.1) dotato di due canali complementari di comunicazione per l'invio dei dati a mezzo della *Chain 2*, e ciò al fine di ridurre le incertezze gravanti sulla effettiva *performance* in campo delle tecnologie scelte sinora dalle imprese distributrici. Tra l'altro, sono state proposte diverse interfacce di comunicazione, anche per aspetti relativi al limitatore di potenza, con la possibilità di introdurre il "riarmo a distanza" in caso di intervento del limitatore per sovraccarico.

Con la delibera 1 giugno 2018, 307/2018/R/eel, infine, l'Autorità ha disposto l'estensione della durata del monitoraggio delle *performance* di comunicazione tramite la *Chain 2*, precedentemente definito dalla delibera 6 aprile 2017, 222/2017/R/eel, per tutto il 2018.

Mercato del gas

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

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 modificata e integrata, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, sono state aggiornate sia la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso sia l'elemento QTV_t che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Più in particolare, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2018, con la delibera 29 marzo 2018, 189/2018/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2018, con la delibera 28 giugno 2018, 365/2018/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2018, con la delibera 27 settembre 2018, 477/2018/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2019, con la delibera 27 dicembre 2018, 709/2018/R/gas;
- per il trimestre aprile-giugno 2019, con la delibera 26 marzo 2019, 108/2019/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 27 dicembre 2018, 707/2018/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2019, 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 2018. In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,50%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2017, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *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, rivedendo, 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 copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nel corso del 2018 è proseguito poi il procedimento relativo all'ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, che ha disposto l'annullamento della delibera 3 agosto 2010, ARG/GAS 89/10, e delle delibere da quest'ultima promanate⁷. In particolare, dopo che con delibera 2 novembre 2017, 737/2017/R/gas, l'Autorità aveva

⁷ In particolare le delibere ARG/gas 233/10, ARG/gas 77/11, ARG/gas 84/11 e ARG/gas 132/11.

provveduto a rideterminare le condizioni economiche del servizio di tutela relative agli anni termici 2010/2011 e 2011/2012, rideterminazione che aveva comportato il sorgere di un credito nei confronti dei venditori in tali anni, con il documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 516/2018/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali di tale credito. In esito al predetto documento è stata quindi adottata la delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas, con la quale è stato introdotto un meccanismo di recupero cui possono accedere su istanza i venditori aventi diritto; il gettito complessivo necessario viene recuperato attraverso una componente addizionale alla tariffa di distribuzione e misura da applicare a tutti i titolari di una fornitura di gas naturale con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 5 aprile 2018, 219/2018/R/gas, ha confermato anche per tutto l'anno termico 2018-2019 il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF 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 che nel settore del gas naturale.

In assenza di novità significative, il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$ è stato esteso per il periodo a partire dall'1 ottobre 2019 dalla delibera dell'Autorità 26 marzo 2019, 112/2019/R/gas. Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR), la citata delibera 219/2018/R/gas ha aggiornato i valori per l'anno termico 2018/2019, secondo i criteri fissati dalla delibera 108/2017/R/gas. Con la delibera 112/2019/R/gas gli stessi valori sono stati aggiornati anche a partire da ottobre 2019.

Servizi di ultima istanza

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 il SdD_T e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T .

Con la delibera 13 settembre 2018, 448/2018/R/gas, l'Autorità ha prorogato anche per l'anno termico 2018/2019 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. Ciò 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* 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 SdD_T direttamente, la medesima anche per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019, ha comunicato la sua disponibilità a svolgere il SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto per il medesimo periodo, a seguito di specifiche richieste a lei pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con delibera 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità che sia individuato con urgenza un

soggetto alternativo, in mancanza degli FT_T , che assicurano l'erogazione del SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto, con effetto dall'1 ottobre 2018.

Il medesimo provvedimento ha altresì previsto che, con riferimento al servizio di SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per l' 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 il SdD_T . In particolare, detto 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 del 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 SdD_T . Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento $UG3_{FT}$ della componente $UG3$ e dalla componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto $UG3_T$, di cui al comma 26.1, lettera i), della RTTG. Con la delibera 28 giugno 2018, 365/2018/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detti corrispettivi.

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 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 pubblico⁸. Il servizio di *default*, invece, è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI,

poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁹. Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*.

Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013/2014¹⁰. L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D , ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (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* (di seguito RTDG) Con la delibera 28 giugno 2018, 365/2018/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello dell'elemento $UG3_{UR}$. 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. Il documento per la consultazione 14 giugno 2018, 337/2018/R/gas, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'erogazione dei servizi a partire dall'1 ottobre 2018, con particolare riferimento alla durata dell'erogazione dei servizi, alle aree geografiche per l'assegnazione e la

8 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.

9 L'attivazione del FD_D è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

10 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.

loro conseguente erogazione, alle informazioni da mettere a disposizione dei potenziali partecipanti alle gare per agevolare la definizione di eventuali offerte e ridurre le asimmetrie informative, alle condizioni economiche da applicare ai clienti che ne usufruiscono (in passato ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela), e ai meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione. Gli orientamenti formulati tenevano conto del fatto che, al momento della consultazione, la legge n. 124/17 prevedeva il superamento del servizio di tutela e, conseguentemente, del vigente assetto di mercato, all'1 luglio 2019.

In esito alla predetta consultazione, la delibera 407/2018/R/gas ha stabilito una durata dell'assegnazione dei servizi uguale sia per il FUI che per il 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; tuttavia, rispetto alle ultime assegnazioni avvenute con riferimento al biennio comprendente gli anni termici 2016/2017 e 2017/2018, è stato scelto di ridurre tale durata a un solo anno termico, reputandola maggiormente funzionale in vista della cessazione dei regimi di tutela, che, come già ricordato, all'epoca della delibera era prevista all'1 luglio 2019.

La richiamata delibera ha poi aggiornato 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. Con riferimento alle condizioni economiche applicate ai clienti, ne è stata confermata la struttura, anche

in ragione dell'esigenza di ridurre i costi gestionali in capo agli operatori ed evitare adeguamenti dei sistemi in un contesto prospettico di forte evoluzione dei mercati e dei loro assetti, prevedendo al contempo che, per il periodo 1 luglio 2019 - 30 settembre 2019, l'Autorità definisse le condizioni economiche in continuità con il passato. Infine, nell'ambito dei meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione, è stato ridotto il tasso di interesse di mora riconosciuto, introducendo ai fini della determinazione degli oneri finanziari ammissibili ai meccanismi, un limite massimo a tale tasso corrispondente a quello applicato ai clienti morosi serviti nell'ambito del servizio di tutela. Tale soluzione permette di evitare impropri incrementi degli oneri sostenuti dalla generalità dei clienti per finanziare i saldi dei meccanismi in parola, senza tuttavia incidere sulle condizioni di partecipazione alle procedure concorsuali e, al contempo, limita l'incremento degli oneri gestionali a carico degli operatori che partecipano a tali meccanismi. Come già ricordato, poi, il decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con legge 21 settembre 2018, n.108, ha modificato la legge n. 124/17 rimandando il superamento del servizio di tutela all'1 luglio 2020.

Nel mese di settembre 2018 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 macroarea, 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 .

TAV. 8.2 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE QVD DI CUI ALL'ART.7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m ³) A P.C.S. 38,1 MJ/ S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm.	10,78	60.000.100
	2°	Enel Energia.	32,20	60.000.000
2. Lombardia	1°	Hera Comm.	3,78	60.000.100
	2°	Enel Energia.	24,20	60.000.000
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm.	6,98	60.000.100
	2°	Enel Energia	36,20	60.000.000
4. Friuli-Venezia Giulia e Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	1,74	60.000.100
	2°	Enel Energia.	23,20	60.000.000
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm.	8,68	60.000.100
	2°	Enel Energia	29,20	60.000.000
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia.	16,20	60.000.000
	2°	-	-	-
7. Lazio	1°	Enel Energia	23,20	60.000.000
	2°	-	-	-
8. Campania	1°	Enel Energia	33,20	60.000.000
	2°	-	-	-
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia.	13,20	60.000.000
	2°	-	-	-

TAV. 8.3 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FD_D per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1 ottobre 2018 - 30 settembre 2019*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE QVD DI CUI ALL'ART.7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/ S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	28,89
	2°	Enel Energia.	38,00
2. Lombardia	1°	Enel Energia.	17,70
	2°	Hera Comm.	44,13
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Enel Energia.	33,50
	2°	Hera Comm	52,31
4. Friuli-Venezia Giulia e Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	22,97
	2°	Enel Energia	27,20
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm.	33,86
	2°	Enel Energia	39,00
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	58,35
	2°	Enel Energia	85,00
7. Lazio	1°	Hera Comm	47,82
	2°	Enel Energia	85,00
8. Campania	1°	Hera Comm	81,00
	2°	Enel Energia	85,00
9. Sicilia e Calabria	1°	Hera Comm	81,00
	2°	Enel Energia	85,00

Fonte: Arera.

Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel SII

Nell'ambito delle attività finalizzate a consentire il futuro avvio del processo di associazione univoca di un punto di riconsegna a un utente del bilanciamento, che prevede un ruolo attivo dell'utente del bilanciamento nei confronti del SII, con la delibera 16 ottobre 2018, 515/2018/R/gas, l'Autorità ha definito modalità e tempistiche funzionali all'accreditamento al SII di un nuovo soggetto che intenda operare come utente del bilanciamento. In particolare, la delibera 515/2018/R/gas prevede che il Responsabile del bilanciamento e le altre imprese di trasporto si interfaccino con il SII, secondo modalità e tempistiche definite, fornendo le informazioni necessarie alla corretta identificazione dei nuovi utenti del bilanciamento non appena finalizzata la sottoscrizione dei contratti di bilanciamento e trasporto, così da garantire agli utenti la piena e tempestiva operatività per lo svolgimento delle attività di propria competenza. Analogamente la delibera prevede che il Responsabile del bilanciamento e le imprese di trasporto forniscano al SII le informazioni relative ai soggetti già operanti come utenti del bilanciamento alla data di pubblicazione del provvedimento.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna¹¹. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG).

Dall'1 ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2018 sono state ricevute 784 denunce di sinistro, relative a 555 diversi incidenti, che

hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.713 pratiche di indennizzo/risarcimento; nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 46,5 milioni di euro per 529 pratiche. Al 31 dicembre 2018 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 12,6 milioni di euro, a fronte di 271 pratiche ancora aperte con riserva di provvista, mentre le pratiche chiuse senza pagamenti o in stand by senza provviste di riserva ammontano a 913.

Per quanto riguarda la sola polizza in vigore per il quadriennio 2017-2020, disciplinata dalla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas, nel corso della seconda annualità assicurativa, a fronte di 49 denunce di sinistro relative a 26 diversi incidenti, sono state aperte 106 pratiche, delle quali 18 chiuse entro fine anno con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche aperte dall'attivazione della polizza, nel 2018 sono stati pagati importi per circa 326 mila euro (per un totale di circa 739 mila euro nel biennio), e a fine anno risultano poste a riserva provviste per oltre 6,8 milioni di euro a fronte di 128 pratiche ancora aperte con riserva di provvista. L'esposizione complessiva (importi pagati e provviste a riserva) risulta generata per il 54% dalla sezione responsabilità civile, per il 24% dalla sezione incendio e per il restante 22% 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 nuova polizza stipulata per il quadriennio 2017-2020, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per ciascun punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Con la delibera 27 novembre 2018, 601/2018/R/gas, tale valore è stato ulteriormente ridotto a 45 c€/anno con decorrenza dal 2019, anche in considerazione delle stime in merito alla riduzione dei costi derivante dall'applicazione delle clausole di *profit sharing* incluse nella polizza¹², e potrà essere ulteriormente aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito da CSEA e alle relative esigenze di gettito.

11 L'assicurazione attualmente in vigore 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.

12 Le clausole 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.

Mercato elettrico e del gas

Interventi a seguito delle disposizioni della legge n. 205/17, in materia di fatturazione elettronica

La legge 27 dicembre 2017, n. 205, (di seguito, legge di bilancio 2018) prevede, all'art. 1, comma 909, lettera a), punto 3, tra l'altro, che "al fine di razionalizzare il procedimento di fatturazione e registrazione, per le cessioni di beni e le prestazioni di servizi effettuate tra soggetti residenti, stabiliti o identificati nel territorio dello Stato, e per le relative variazioni, sono emesse esclusivamente fatture elettroniche utilizzando il Sistema di Interscambio" e stabilisce che "le fatture elettroniche emesse nei confronti dei consumatori finali sono rese disponibili a questi ultimi dai servizi telematici dell'Agenzia delle entrate; una copia della fattura elettronica ovvero in formato analogico sarà messa a disposizione direttamente da chi emette la fattura" nonché che "è comunque facoltà dei consumatori rinunciare alla copia elettronica o in formato analogico della fattura".

Tenendo conto di quanto sopra, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2018, 712/2018/R/com, ha introdotto disposizioni atte a garantire la coerenza dei contenuti della c.d. bolletta sintetica di energia elettrica e gas, prevista dalla Bolletta 2.0¹³, nonché dei documenti contabilizzanti il servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale con i contenuti della fatturazione elettronica (oggetto del provvedimento del 30 aprile 2018 da parte dell' Agenzia delle entrate recante la definizione delle regole tecniche per l'emissione e la ricezione delle fatture elettroniche per le cessioni di beni e le prestazioni di servizi).

Con il medesimo provvedimento, è stato *in primis* confermato l'obbligo di garantire la disponibilità, da parte del venditore, della bolletta sintetica e degli eventuali elementi di dettaglio a tutti i clienti finali rientranti nell'ambito di applicazione della Bolletta 2.0. È stato, inoltre, disposto che i venditori e i distributori siano tenuti ad allegare alla fattura elettronica rispettivamente, il documento bolletta sintetica con gli eventuali elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla regolazione o dal contratto) e i documenti contabilizzanti il servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale. Nei casi in cui i limiti dimensionali imposti

dal sistema di interscambio non consentano di inserire i nominati documenti mediante allegato al *file fattura*, l'Autorità ha disposto che sia inserito nel file fattura l'algoritmo di *hash* applicato ai medesimi documenti, così come definito dalle specifiche tecniche del provvedimento dell'Agenzia delle Entrate.

Nuova disciplina del recesso dai contratti di fornitura

Con il documento per la consultazione del 29 gennaio 2019, 33/2019/R/com, l'Autorità ha posto in consultazione gli orientamenti finalizzati a integrare l'attuale disciplina del recesso con riferimento alle modalità e tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura per i clienti finali non domestici connessi in media/alta tensione e/o con consumi di gas superiori a 200.000 S(m³)/anno, nel seguito identificati anche come clienti finali di grandi dimensioni, adeguando la suddetta disciplina al contesto di evoluzione dei mercati *retail* dell'energia.

In dettaglio, nel contesto di evoluzione dei servizi di tutela e ultima istanza e dell'assetto dei mercati *retail* dell'energia, tra le misure adottate finalizzate a consentire il pieno sviluppo degli stessi a beneficio dei clienti finali di piccola dimensione, l'Autorità ha ritenuto opportuno ridurre al minimo il tempo effettivamente necessario per recedere dai contratti di fornitura. Parallelamente, l'Autorità ha introdotto modalità semplificate di invio della comunicazione di recesso contestuali alla richiesta di *switching* che esonerano gli operatori dall'implementazione di un processo *ad hoc*, stabilendo che, in presenza di un mandato a recedere da parte del cliente finale, la richiesta di *switching* al SII costituisca anche una comunicazione di recesso per cambio fornitore.

Sempre nell'ottica di snellire e semplificare l'esercizio del diritto di recesso per cambio fornitore, è stato ampliato l'ambito di applicazione della disciplina che regola il recesso per i soli clienti di piccola dimensione, prevedendone l'applicazione anche ai clienti finali di grandi dimensioni del comparto dell'energia elettrica e del gas naturale. In relazione alla fattispecie dei clienti finali di grandi dimensioni, sia per il settore elettrico che per il gas, cui il documento

13 Delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, così come successivamente modificata e integrata.

per la consultazione fa riferimento, l'Autorità ritiene quindi opportuno integrare la regolazione vigente e consentire a tale tipologia di clienti la possibilità di esercitare il diritto di recesso per cambio fornitore anche non contestualmente rispetto alla richiesta di *switching*, permettendo in tale circostanza al cliente di avere a disposizione un tempo presumibilmente maggiore per l'individuazione di un nuovo fornitore. A tal fine l'orientamento dell'Autorità è di prevedere che, in aggiunta alle attuali modalità previste per l'esercizio del diritto di recesso, il cliente finale possa inviare direttamente, secondo le modalità definite nel contratto, la comunicazione di recesso al venditore controparte del contratto di fornitura in essere e possa, anche in un momento successivo, sottoscrivere un contratto con un nuovo fornitore, il quale presenterà al SII la richiesta di *switching* nel rispetto dei termini e delle modalità attualmente previste dalla regolazione.

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e successivamente sostituita dal *Testo Integrato del sistema Indennitario* (TISIND, di seguito anche disciplina a regime del sistema indennitario), allegato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, al massimo pari 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} .

Dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011, a dicembre 2018 gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 925.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore del Sistema indennitario, per corrispettivi C^{MOR} totali di 252,4 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 400,7 milioni di euro. Nel corso del 2018 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media per 2,9 milioni di euro al mese. 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 12 e i 18 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 del 63% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo. Le attività di monitoraggio del gestore del Sistema Indennitario 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 8.4 e nella figura 8.3.

TAV. 8.4 Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti *switching* hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

INCIDENZA	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)
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri 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.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2018, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevuti rappresentino, per il quarto anno consecutivo, più di un terzo, 31,5%, dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo; anche se in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente.

Il gestore del Sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Nel 2018, inoltre, con la delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, l'Autorità ha stabilito che la disciplina a regime del sistema indennitario unitaria per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, definita con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, e basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, entrasse in vigore a partire dall'1 dicembre 2018, con riferimento al settore elettrico, e a partire dall'1 giugno 2019, con riferimento al settore del gas naturale.

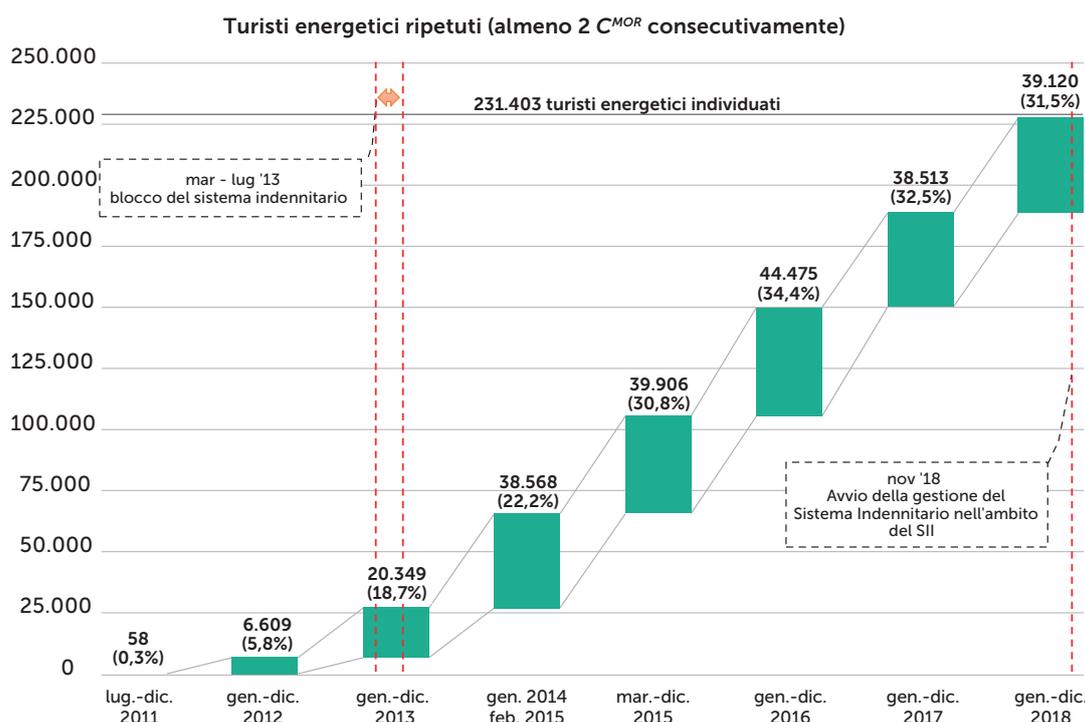
Nelle more dell'entrata in piena operatività del SII, infatti, con la delibera ARG/elt 219/10, l'Autorità aveva previsto l'adozione di una disciplina semplificata del sistema

indennitario (di seguito, disciplina transitoria), rimandando l'implementazione della relativa disciplina a regime alla piena operatività del SII. Pertanto, in seguito al completamento della disciplina dei processi gestiti nell'ambito del SII (in particolare relativi alla voltura e allo *switching*) e del loro sviluppo operativo e informatico, è stato possibile far entrare in vigore la disciplina a regime del sistema indennitario, che prevede una semplificazione delle attività previste dalla disciplina transitoria in capo ai venditori e alle imprese distributrici, confermando l'impianto complessivo degli istituti a tutela del venditore entrante e chiarendo maggiormente alcuni aspetti applicativi a tutela del cliente finale.

Interventi di riforma della gestione dei dati di misura nel SII

Seguendo un percorso analogo a quello definito per il settore elettrico, in cui a partire dall'1 gennaio 2018, a seguito di un periodo di sperimentazione, l'Autorità ha assegnato al SII il ruolo di interfaccia unica ufficiale per la messa a disposizione dei dati di misura rilevati dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto, con la delibera 27 settembre 2018, 488/2018/R/gas, l'Autorità ha previsto

FIG. 8.3 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

l'implementazione di un processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nel SII anche per il settore del gas naturale.

In particolare, la delibera 488/2018/R/gas prevede che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche venga realizzato interfacciando le imprese di distribuzione responsabili del dato di misura con il SII, che questi acquisisca e certifichi le tempistiche di messa a disposizione del dato e lo renda disponibile agli utenti della distribuzione, e che tale processo utilizzi i flussi standard attualmente in uso per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese di distribuzione agli utenti. Analogamente, la delibera prevede che il processo di messa a disposizione dei dati di misura scambiati in occasione di voltura e *switching* (e relative rettifiche), venga realizzato interfacciando le imprese di distribuzione responsabili del dato di misura con il SII, che questi acquisisca il dato, ne certifichi le tempistiche di messa a disposizione e lo renda disponibile agli utenti della distribuzione.

La centralizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura e, dunque, l'invio dei dati di misura ufficiali al SII, ha trovato applicazione a partire dai dati di misura resi disponibili nel mese di novembre 2018.

Le 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 per l'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, soprattutto in vista della cessazione della disciplina transitoria dei prezzi (che avrà luogo l'1 luglio 2020), funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione dei medesimi clienti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica che per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (di seguito, offerte PLACET), finalizzata

a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero. L'obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

In dettaglio, la delibera ha posto l'obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET, una a prezzo fisso e una a prezzo variabile, caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, liberamente definite dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati.

Le offerte PLACET dell'energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo unico nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal GME. Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito; per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore. Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Con la delibera 5 dicembre 2017, 848/2017/R/com, inoltre, l'Autorità ha tra l'altro individuato nel Portale offerte, realizzato e gestito dal gestore del SII ai sensi della delibera

TAV. 8.5 Numero di offerte PLACET attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale

	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI ^(A)	CONDOMINI USO DOMESTICO ^(B)
N. Offerte PLACET Energia elettrica	274	277	-
N. Offerte PLACET Gas naturale	267	271	235

(A) Per cliente non domestico, per il settore elettrico, si intende il cliente finale non domestico connesso in bassa tensione. Per Cliente non domestico, per il settore gas, si intende il cliente finale altri usi gas con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

(B) Per condominio uso domestico, si intende il condominio uso domestico gas con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET. La disciplina delle offerte PLACET costituisce adempimento alle previsioni di cui all'art. 1, commi 62 e 63 della legge n. 124/17.

Alla data del 31 marzo 2019 risultavano nel Portale offerte e per i clienti domestici 274 offerte attive per il settore elettrico e 267 per il settore gas (tavola 8.5).

1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET. La disciplina delle offerte PLACET costituisce adempimento alle previsioni di cui all'art. 1, commi 62 e 63 della legge n. 124/17.

Alla data del 31 marzo 2019 risultavano Alla data del 31 marzo 2019 risultavano nel Portale offerte e per i clienti domestici 274 offerte attive per il settore elettrico e 267 per il settore gas (tavola 8.5).

Con specifico riferimento alle condizioni contrattuali, la disciplina delle offerte PLACET ha anche previsto la predisposizione, da parte dell'Autorità (con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo sia degli interessi della domanda che dell'offerta) di un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori e costituente il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. Tale modulo è stato approvato con la delibera 15 febbraio 2018, 89/2018/R/com, ed è aggiornato periodicamente in concomitanza con l'evoluzione della regolazione e del quadro normativo di riferimento. Nel 2018 il modulo è già stato aggiornato una volta in occasione dell'entrata in vigore della novellata regolazione in materia di *switching* di cui alla delibera 8 febbraio 2018 77/2018/R/com.

I venditori che adottano il modulo in parola non possono modificare e/o integrarne le relative clausole, mentre coloro che non lo adottano devono comunque conformarsi alla disciplina delle offerte PLACET ai fini della redazione delle condizioni generali di fornitura dei relativi contratti.

Alla data del 31 marzo 2019, risultava che l'89% delle controparti commerciali avevano utilizzato il modulo delle condizioni generali di fornitura redatto dall'Autorità, sia per il settore elettrico che per il settore gas naturale.

Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto per clienti finali domestici e piccole imprese

Con la delibera 19 febbraio 2019, 59/2019/R/com, l'Autorità ha adottato 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, indentificati con i clienti finali domestici, 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. 124/17.

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 loro 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. Inoltre, i gruppi in parola possono stimolare l'interesse dei clienti finali alla comprensione delle offerte di mercato e alla valutazione delle stesse grazie alle opportunità di risparmio che offrono. Peraltro, le informazioni sulle offerte messe a disposizione dei clienti dagli organizzatori dei gruppi consente loro di effettuare delle scelte più consapevoli del loro fornitore.

Alla luce di quanto appena esposto, l'Autorità, con le presenti Linee guida ha inteso stabilire regole comportamentali uniformi cui i gruppi di acquisto energia che decidano di aderirvi devono conformarsi, per assicurare ai propri membri la 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, soprattutto nella fase di adesione al gruppo e all'offerta proposta. Di converso, le predette Linee guida non disciplinano né le modalità di costituzione dei gruppi né i criteri di scelta del venditore e/o dell'offerta destinata ai membri del gruppo, aspetti questi rimessi alla discrezionalità di chi organizza e gestisce il gruppo di acquisto. Per realizzare tali obiettivi, la delibera 59/2019/R/com prevede, quindi:

- l'istituzione e la pubblicazione sul sito dell'Autorità di un elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati);
- le regole generali di correttezza e trasparenza da osservare nella promozione e nello svolgimento delle iniziative in questione per non fuorviare i clienti;
- l'indicazione dei servizi di assistenza informativa al cliente in merito alle modalità di adesione al gruppo di acquisto nonché in merito agli adempimenti necessari ai fini dell'adesione all'offerta proposta;
- il contenuto minimo delle informazioni da rendere note ai clienti finali in merito alle modalità di partecipazione al gruppo e ai relativi adempimenti, ai criteri di scelta delle offerte proposte, alle caratteristiche distintive delle offerte proposte;

- i requisiti prestazionali che le piattaforme informatiche per l'aggregazione dei clienti finali aderenti ai gruppi di acquisto (ove presenti) devono avere per garantire la massima fruibilità e usabilità da parte degli utenti finali.

Ai sensi della richiamata delibera, possono aderire alle Linee guida tutti i gruppi di acquisto energia che:

- non vendono energia elettrica e/o gas naturale;
- sono indipendenti dagli esercenti la vendita;
- rivolgono i propri servizi ai clienti di piccole dimensioni.

L'adesione alle Linee guida comporta il rispetto integrale da parte dei gruppi di acquisto accreditati degli obblighi di assistenza al cliente e informativi ivi stabiliti per un periodo di almeno 24 mesi.

Misure propedeutiche alla conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria

Con la delibera 6 aprile, 228/2017/R/com, entrata in vigore l'1 maggio 2017, l'Autorità ha approvato il *Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria* (TIRV). Il TIRV si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dai locali commerciali del venditore; il testo prevede adempimenti documentali obbligatori in capo a tutti i venditori volti a provare l'avvenuta conferma di un contratto (misure preventive per la conferma del contratto) distinti sulla base del tipo di cliente finale che ha presentato reclamo (domestico e non domestico) e comprende una procedura speciale a carattere risolutivo, ad adesione volontaria sia del cliente finale sia del venditore, qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive. Tale procedura speciale, conformemente alla disciplina previgente, prevede laddove possibile il ritorno al precedente fornitore e la corresponsione di un importo massimo che il venditore ha facoltà di richiedere al cliente a titolo di corrispettivo per il periodo in cui ha avuto luogo la fornitura contestata.

Con la delibera 18 dicembre 2018, 684/2018/R/com, l'Autorità ha adeguato le disposizioni del TIRV alla nuova disciplina in tema di recesso, comune sia al settore dell'energia elettrica sia a quello del gas naturale, di cui alla delibera 23 novembre, 783/2017/R/com, con particolare riferimento alla disposizione secondo cui l'invio della

richiesta di *switching* costituisce anche esercizio del recesso per cambio del venditore. La delibera 684/2018/R/com ha inoltre adeguato il TIRV al riformato processo di *switching* nel settore del gas naturale, regolato dalla delibera 77/2018/R/com.

Portale offerte luce e gas: strumento di confronto dei prezzi per i clienti di piccole dimensioni

Con la delibera 51/2018/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del gestore del SII, di tutte le offerte presenti nei mercati *retail* rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61 della legge 124/17. In particolare, la delibera in parola stabilisce: (i) i criteri generali per la realizzazione del Portale offerte; (ii) i criteri per il calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta; (iii) il modello organizzativo e tecnologico del sito; (iv) le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive.

Con specifico riferimento ai criteri generali richiamati sub (i) il succitato regolamento prevede la pubblicazione in seno al Portale offerte, prima della loro immissione in commercio, unicamente delle offerte rivolte alla generalità di tutti i clienti di piccole dimensioni, mentre esclude dallo stesso quelle riservate a un gruppo chiuso di soggetti dotati di specifici requisiti distintivi¹⁴ nonché le offerte con condizioni contrattuali ed economiche oggetto di negoziazione individuale. In sintesi, in seno al predetto regolamento, sono disciplinate le modalità di accesso degli utenti al sito che includono, in aggiunta all'accesso libero, anche la futura predisposizione, da parte del gestore del SII, di un accesso mediante identificazione dell'utente per permettere al Portale di calcolare la spesa annua stimata delle offerte ivi visualizzate sulla base dei dati di consumo presenti nel Sistema informativo integrato. Sono altresì stabilite:

- le informazioni richieste al cliente per la consultazione del sito (a es. l'oggetto della fornitura);
- il contenuto della pagina di sintesi delle offerte risultante dalla ricerca, ossia, l'elenco delle offerte ordinate di

default, sulla base del relativo valore di spesa crescente e con chiara distinzione tra quelle a prezzo fisso e a prezzo variabile;

- i criteri per l'affinamento della ricerca (mediante, filtri, soluzioni grafiche e ordinamenti delle offerte);
- le informazioni contenute nella pagina di dettaglio di ciascuna offerta (es. una descrizione di prodotti e/o servizi aggiuntativi, sconti, ecc.).

Con riferimento al calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta (ii), sono individuate le modalità di stima del consumo annuo dell'utente (e della sua ripartizione nel tempo) e, nel caso di offerte a prezzo variabile è previsto che tale stima sia effettuata con riferimento ai valori *forward* del prezzo/indice indicato in contratto per tenere conto dell'andamento dei prezzi delle *commodity* nel mercato all'ingrosso.

In relazione al modello organizzativo e tecnologico (iii), è identificato un set minimo di criteri per lo sviluppo del Portale offerte tali da garantire, al contempo, livelli prestazionali adeguati, segnatamente, sotto il profilo della massima usabilità del sito da parte dell'utente (anche con l'ausilio di appositi sussidi informativi) nonché la necessaria flessibilità di adattamento nel tempo; a riguardo, è altresì prevista l'integrazione tecnica e funzionale del Portale in questione con il SII, in modo da sfruttare i relativi benefici e sinergie derivanti dagli sviluppi di quest'ultimo.

Quanto alle tempistiche di realizzazione del Portale offerte (iv), la delibera 51/2018/R/com dispone un'implementazione del sito per fasi, anche per meglio valutare eventuali successivi adattamenti del medesimo, prevedendo:

- entro cinque mesi dal provvedimento, la pubblicazione di tutte le offerte PLACET di energia elettrica e di gas naturale (fase 1);
- entro due mesi dal termine di cui sopra, la pubblicazione delle offerte di energia elettrica e gas naturale (incluse le *dual fuel*) rivolte ai clienti domestici, formulate dai venditori presenti nel Trova offerte¹⁵ (fase 2);
- entro i tre mesi successivi dalla data di cui sopra, la pubblicazione progressiva delle offerte di energia elettrica e di gas naturale e *dual fuel* rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici

14 A titolo di esempio, sono escluse dal Portale Offerte le offerte destinate ai dipendenti del venditore e delle imprese appartenenti al gruppo societario del medesimo.

15 Il Trova offerte istituito nel 2008 e disattivato da settembre 2018 era il comparatore presente sul sito dell'Autorità che permetteva il confronto delle sole offerte rivolte ai clienti domestici del mercato libero proposte dai venditori che volontariamente decidevano di pubblicarle in tale strumento.

dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione nonché delle offerte non pubblicizzate con le modalità in discorso qualora i venditori ne facciano richiesta (fase 3);

- caricamento e pubblicazione nel Portale offerte¹⁶ delle altre offerte residuali, con tempistiche da definire con successivo provvedimento.

Per ultimo, il provvedimento in parola rimanda a successivo provvedimento, da adottare in esito a ulteriori approfondimenti, la completa individuazione di tutte le offerte oggetto di pubblicazione sul Portale offerte, nonché la determinazione di altri aspetti puntuali volti ad affinare ulteriormente le funzioni di tale strumento¹⁷.

In occasione dell'avvio della seconda fase di operatività del Portale offerte, nel settembre 2018, è stato disattivato il Trova offerte, il sistema di ricerca e confronto delle offerte commerciali rivolte ai clienti domestici dei servizi elettrico e gas¹⁸ pubblicato a partire dal mese di aprile 2009 sul sito internet dell'Autorità e basato sulla partecipazione volontaria delle imprese di vendita. Nel corso del 2018, per il periodo precedente alla sua disattivazione, il Trova offerte ha registrato circa 289 mila accessi alla pagina iniziale, per una media di oltre 1.100 accessi giornalieri, che hanno dato luogo a circa 434 mila visualizzazioni delle pagine di risultati della ricerca. Nell'arco dell'intera durata della sua attività, gli accessi complessivi al sistema hanno superato 3,8 milioni, con una media di accessi giornalieri in linea con il dato rilevato per il 2018, mentre le ricerche completate dagli utenti hanno comportato l'elaborazione di oltre 5,2 milioni di pagine di risultati, riferiti per il 60% alle offerte per il servizio elettrico, per il 23% alle offerte per il servizio gas e per il restante 17% alle offerte congiunte di energia elettrica e gas. Alla data della sua disattivazione, il Trova offerte contava la partecipazione volontaria di 30 imprese di vendita, tra cui i maggiori operatori a livello nazionale e

regionale, e diversi soggetti operanti su scala locale.

Nel mese di dicembre 2018 il gestore del SII ha completato, in ossequio alle tempistiche ricordate sopra, la terza fase di sviluppo del Portale offerte in cui sono attualmente pubblicate le offerte rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni (sia domestici che non domestici). Il Portale offerte attualmente dispone di numerosi filtri e opzioni per l'affinamento della ricerca (ad es. 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.

Da ultimo, con la delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità, accogliendo l'unanime richiesta delle associazioni rappresentative dei clienti domestici di dare maggiore evidenza alla spesa dei servizi di tutela nell'ambito del Portale offerte, ha modificato il regolamento di funzionamento del Portale offerte, demandando al gestore del SII di implementare una modalità di rappresentazione di tale spesa che consenta all'utente che faccia una ricerca come cliente domestico un'agevole visualizzazione della stessa rispetto alle altre offerte oggetto della ricerca. Di converso, è rimasta invariata l'attuale modalità di visualizzazione della spesa del servizio di maggior tutela per i clienti non domestici, ossia, in ordine crescente di spesa nel solo elenco delle offerte variabili. La citata delibera, ha altresì incaricato il gestore del SII di individuare specifiche modalità di visualizzazione di quelle offerte che esigono modifiche di caratteristiche e/o funzionalità del Portale offerte ai fini del calcolo della spesa annua stimata secondo criteri che garantiscano la parità di trattamento tra i venditori.

Le tavole 8.6 e 8.7 danno conto del numero delle offerte attive nel Portale alla data del 31 marzo 2019.

TAV. 8.6 *Numero di offerte per il settore elettrico attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale*

	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI ^(A)
N. Offerte PLACET	274	277
N. Offerte Mercato Libero	553	389

(A) Per Cliente non domestico, per il settore elettrico, si intendono i clienti finali non domestici connessi in bassa tensione.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

TAV. 8.7 Numero di offerte per il settore gas naturale attive nel Portale offerte alla data del 31 marzo 2019, distinte per tipologia di cliente finale

	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI ^(A)	CONDOMINI USO DOMESTICO ^(B)
N. Offerte PLACET Gas naturale	267	271	235
N. Offerte Mercato libero Gas naturale	351	203	45

(A) Per Cliente non domestico, per il settore gas, si intendono i clienti finali altri usi gas con consumi annui inferiori a 200.000 S(m3).

(B) Per condominio uso domestico, si intendono i condomini uso domestico gas con consumi annui inferiori a 200.000 S(m3).

Fonte: ARERA.

Percorso applicativo finalizzato all'attuazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale

La legge di bilancio 2018 ha previsto, all'art. 1, comma 4, che il diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas si prescriva in due anni e che l'Autorità "definisca le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori della filiera necessarie all'attuazione di quanto in esso previsto" (prescrizione a due anni). Le disposizioni di cui al comma 4 valgono con riferimento alle fatture la cui scadenza è successiva, per il settore elettrico, all'1 marzo 2018, e, per il settore del gas, all'1 gennaio 2019 e "non si applicano qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente". Il comma 6 del medesimo art. 1 prevede inoltre che l'Autorità definisca "misure a tutela dei consumatori determinando le forme attraverso le quali i distributori garantiscono l'accertamento e l'acquisizione dei dati di consumo effettivi".

In considerazione degli aspetti sopra ricordati, l'Autorità, con la delibera 22 febbraio 2018, 97/2018/R/com, ha dapprima avviato un procedimento con il duplice obiettivo di implementare le disposizioni introdotte dalla legge di bilancio 2018 per tutti gli attori della filiera del gas naturale e dell'energia elettrica e di individuare regole chiare affinché il cliente finale potesse efficacemente eccepire la prescrizione a due anni; ciò tenendo conto che la fatturazione di importi per periodi di tempo superiori a due anni può tipicamente verificarsi per responsabilità del venditore, nei casi di blocco di fatturazione o di ritardo dei conguagli, oppure

del distributore, nei casi di ricalcoli derivanti da precedenti mancate raccolte delle misure effettive o da rettifiche di dati di misura effettivi precedentemente utilizzati.

In particolare, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha adottato prime misure urgenti e transitorie per il settore dell'energia elettrica, per il quale le previsioni della legge sono decorse a partire da marzo 2018, prevedendo:

- specifici obblighi informativi nei confronti dei clienti finali interessati, contestualmente all'emissione della fattura e comunque almeno 10 giorni in anticipo rispetto alla scadenza dei termini di pagamento e utilizzando uno o più canali di comunicazione idonei a garantire completezza e trasparenza, in merito sia alla possibilità di eccepire la prescrizione del credito sia al diritto a non versare gli importi fatturati;
- termini di emissione dei documenti di fatturazione qualora non già previsti dalla regolazione, introducendo l'obbligo, per il venditore, di emettere il documento di fatturazione relativo a conguagli operati sulla base di rettifiche del dato di misura entro 45 giorni dalla loro disponibilità nell'ambito del SII.

Con la delibera 11 aprile 2018, 264/2018/R/com, l'Autorità ha successivamente previsto nuove misure urgenti al fine di consentire efficiente operatività della disciplina transitoria adottata con la delibera 97/2018/R/com per la prima attuazione della legge di bilancio 2018, anche in considerazione di alcune problematiche applicative segnalate, in particolare in materia di gestione della fatturazione e dei pagamenti del servizio di trasporto dell'energia elettrica. Con il provvedimento è stato quindi

16 Si tratta, per esempio, delle offerte rivolte ai *prosumer*, di quelle non tipizzabili come a prezzo fisso o variabile, di offerte commercializzate attraverso specifici canali di vendita (porta a porta, mediante agenzia, ecc.).

17 Si tratta di valutazioni relative, tra l'altro, alla necessità di identificare ulteriori categorie di offerte oltre a quelle a prezzo fisso e variabile, modalità di rappresentazione del costo associato alle offerte ulteriori e/o alternative rispetto alla stima della spesa annua, a modalità di confronto delle offerte con la spesa relativa al contratto di fornitura in corso di esecuzione.

18 Per una illustrazione esaustiva del sistema, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Iniziativa per sviluppare la consapevolezza dei consumatori".

disposto che i venditori di energia elettrica, in caso di mancato incasso dovuto a una eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale per cause imputabili all'impresa distributrice, abbiano titolo a richiedere all'impresa distributrice la restituzione delle corrispondenti somme versate in eccesso, riconoscendo ai distributori la facoltà di adempiere a tale obbligo operando una compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti dai medesimi venditori nei loro confronti.

Il documento per la consultazione 26 luglio 2018, 408/2018/R/com, ha inoltre presentato gli orientamenti dell'Autorità per il rafforzamento delle tutele in caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, con riferimento alle misure introdotte dalla legge di bilancio 2018. Gli orientamenti erano finalizzati a identificare il perimetro dei soggetti nei cui confronti risultano più opportuni gli interventi di rafforzamento delle tutele nonché a delineare tali interventi, con particolare riferimento alla definizione degli obblighi informativi da parte dei venditori, delle modalità per eccepire la prescrizione biennale e delle forme di presentazione e gestione di eventuali reclami da parte dei clienti finali.

Con la delibera 13 novembre 2018, 569/2018/R/com, in esito al processo di consultazione, l'Autorità ha previsto che l'ambito soggettivo di applicazione degli interventi regolatori di rafforzamento delle tutele fosse identificato con quello che caratterizza di norma gli interventi regolatori con finalità di tutela nel mercato *retail*: per il settore elettrico, 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). Sono esclusi dall'ambito dell'intervento i clienti multisito, qualora almeno un punto non sia servito in bassa tensione o non abbia consumi complessivi annui inferiori a 200.000 S(m³), e le forniture destinate alle amministrazioni pubbliche.

La delibera 569/2018/R/com ha definito anche gli obblighi informativi da parte dei venditori e le forme di presentazione e gestione di eventuali reclami dei clienti finali, distinguendo due fattispecie: il caso in cui il ritardo della fatturazione sia attribuibile all'operatore (venditore o distributore) e il caso in cui il ritardo di fatturazione sia attribuibile a presunta responsabilità del cliente finale. In entrambi i casi, è prevista una informativa al cliente finale da parte del venditore, mediante una pagina aggiuntiva alla

fattura che riporti l'ammontare degli importi per consumi risalenti a più di due anni. Nel caso di ritardo attribuibile all'operatore la delibera ha previsto l'esclusione degli importi oggetto di prescrizione dall'ambito di applicazione di eventuali clausole contrattuali che prevedano metodi di pagamento quali servizi di incasso preautorizzati *SEPA direct debit* (SDD). Il provvedimento prevede una procedura semplificata nel caso in cui il venditore rinunci autonomamente a esercitare il proprio diritto di credito relativamente agli importi oggetto di prescrizione. La delibera, infine, modificando il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), ha definito i contenuti della risposta motivata del venditore nel caso di reclamo recante contestazioni relative alla presunta responsabilità del cliente finale e, con l'obiettivo di monitorare il fenomeno del ritardo di fatturazione, ha integrato la classificazione dei reclami e delle richieste di informazioni nell'ambito dell'argomento "fatturazione" introducendo il sub argomento "importi per consumi risalenti a più di due anni".

In parallelo alle modifiche regolatorie descritte e al fine di individuare regole chiare per rendere maggiormente agevole l'esercizio della prescrizione biennale da parte del cliente finale, con il documento per la consultazione 13 novembre 2018, 570/2018/R/com, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito ai casi di ritardata messa a disposizione della misura effettiva da parte dei distributori, fattispecie comportante inizialmente la fatturazione sulla base di misure stimate e solo successivamente, quando disponibili i dati effettivi, la fatturazione sulla base di questi ultimi.

Più in dettaglio, con il documento 570/2018/R/com sono stati presentati orientamenti in merito a:

- il miglioramento delle informazioni al cliente finale riguardo, *ex ante*, al numero dei tentativi di raccolta della misura cui egli ha diritto in base alle sue caratteristiche e alla programmazione di tali tentativi nonché, *ex post*, ai loro esiti. Ciò al fine di aumentare la consapevolezza dei clienti in merito a come si stanno determinando i loro consumi (in base a stime o letture effettive) e di stimolarne il monitoraggio, così da rendere più evidenti situazioni di disservizio;
- la definizione di alcune attività al fine di garantire al cliente l'effettiva applicazione della prescrizione a due anni, in capo per entrambi i settori sia al distributore - in particolare con riferimento ai criteri di attribuzione

di responsabilità dei fallimenti dei tentativi di raccolta della misura - sia al venditore, in merito al ricalcolo dei consumi suddividendoli fra la quota parte che può essere oggetto di prescrizione e la quota parte più recente, per la determinazione dei corrispondenti importi oggetto della fatturazione e la comunicazione di essi al cliente finale;

- l'incremento dei dati di misura effettivi resi disponibili ai venditori e ai clienti da parte del distributore, al fine di minimizzare *ab origine* i casi di ricalcoli della fatturazione, in particolare per il settore del gas naturale per i punti dotati di *smart meter*, aumentando la frequenza minima di raccolta per i punti con consumi bassi, uniformandola a quella dei punti con consumi più alti (due volte l'anno), nell'ambito del progressivo avvicinamento alle frequenze previste a regime; e ancora, prevedendo successive modifiche alla regolazione della qualità della distribuzione in tema di indennizzi, applicando le norme già previste dal TIF¹⁹ per i clienti di energia elettrica in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori elettrici trattati per fasce, perseguendo così una maggiore convergenza tra i settori pur mantenendo valori unitari differenti.

In considerazione dell'intervenuta estensione dei termini per la presentazione di osservazioni e commenti al documento 570/2018/R/com su richiesta di alcuni operatori e coerentemente con quanto già previsto per il settore dell'energia elettrica, con la delibera 18 dicembre 2018, 683/2018/R/com, l'Autorità ha previsto nuove misure urgenti, in aggiunta a quelle già adottate, in merito all'estensione al settore del gas naturale delle disposizioni in ordine alla catena di prescrizione con riferimento al rapporto tra distributore e venditore. Si è pertanto proceduto alla decisione senza poter attendere gli altri esiti della consultazione, al fine di consentire che i diritti attribuiti ai clienti finali dalla legge di bilancio 2018 in tema di prescrizione biennale potessero effettivamente esercitarsi, con riferimento al settore del gas naturale, a far data dall'1 gennaio 2019 come previsto dalla legge. In particolare con la delibera 683/2018/R/com l'Autorità ha previsto che anche i venditori di gas naturale, in caso di mancato incasso dovuto a una eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale, avessero titolo a richiedere all'impresa di distribuzione la restituzione delle corrispondenti somme versate in eccesso, riconoscendo ai distributori la facoltà di

adempiere a tale obbligo operando una compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti dai venditori nei loro confronti, uniformando con ciò la disciplina con il settore dell'energia elettrica.

Con la medesima delibera 683/2018/R/com, infine, dopo la c.d. consultazione postuma (prevista nella regolazione ai sensi della delibera 649/2014/A), è stata confermata l'applicazione del criterio di attribuzione dei consumi su base giornaliera (*pro die*), come già introdotta dalla delibera 569/2018/R/com, per l'attribuzione su base giornaliera nel caso di consumi effettivi risalenti a più di ventiquattro mesi, in entrambi i settori.

Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale

Nel corso del 2018 sono stati operati alcuni aggiustamenti al *Testo Integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV, Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com), per una maggiore semplificazione e la definizione degli indicatori su cui fondare l'analisi comparativa di cui all'articolo 36, comma 36.4, del medesimo TIQV. Un intervento, già descritto nel paragrafo precedente, ha riguardato, tra l'altro, nel caso di reclamo recante contestazioni relative alla presunta responsabilità del cliente nel ritardo della fatturazione di importi per consumi risalenti a più di due anni, l'obbligo per il venditore di dettagliare nella risposta motivata, in aggiunta ai contenuti minimi già previsti dal TIQV, gli elementi che hanno determinato la richiesta di pagamento e l'inserimento di un nuovo sub argomento "importi per consumi risalenti a più di due anni" con riferimento all'argomento "fatturazione", di cui alla tabella 5 del TIQV.

Nello specifico, con la delibera 1 febbraio 2018, 39/2018/R/com, si è provveduto a modificare la periodicità dell'indagine di *customer satisfaction* per la qualità dei call center da semestrale ad annuale, confermando, invece, la semestralità del monitoraggio dei livelli generali di qualità tecnica e degli obblighi di servizio attraverso la relativa raccolta dati. Tale modifica è stata adottata poiché i Rapporti call center (articolo 33 del TIQV), relativi agli anni 2015 e 2016 (ma ad analoghe conclusioni è giunto anche il Rapporto 2017), avevano messo in evidenza,

¹⁹ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale.

da una parte, un miglioramento pressoché costante nel tempo dell'indice complessivo di soddisfazione (ICS) che scaturisce dalle indagini di *customer satisfaction* effettuate (si è passati da un valore medio dell'82,2% nel 2009 a un valore del 91,7% nel 2016); dall'altra, una certa stabilità nella aspettative dei clienti finali, che, nell'ambito di una generale soddisfazione, continuavano a essere focalizzate, semestre dopo semestre, sulle stesse priorità, ossia contatti risolutivi e risposte coerenti.

L'Autorità ha ritenuto, pertanto, di svincolare l'indagine di *customer satisfaction* dalla dimensione semestrale, riprogrammandola su base annuale, considerando che ciò non comportasse una riduzione dei livelli di tutela e, al contempo, consentisse una semplificazione, provvedendo di conseguenza a modificare le relative disposizioni contenute all'articolo 31 del TIQV.

Con la delibera 2 agosto 2018, 416/2018/R/com, l'Autorità, fermo restando l'ambito soggettivo di applicazione del TIQV, ha ritenuto di promuovere una maggiore armonizzazione fra le tipologie di clienti con riferimento ai quali sono definiti gli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati (articolo 36 del TIQV), ai fini del monitoraggio della qualità dei servizi di vendita e della disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati del Rapporto di monitoraggio retail. In particolare, con il richiamato provvedimento, si è articolata la tipologia "cliente finale gas alimentato in bassa pressione" in conformità a quanto previsto dall'articolo 2, comma 2.3, del TIVG, in "domestico", "condominio con uso domestico", "attività di servizio pubblico" e "usi diversi". Tale modifica, dato l'impatto sulle modalità di raccolta e comunicazione dei dati, è stata previamente rappresentata nell'ambito di incontri tecnici con gli operatori ed è entrata in vigore a valere sulla raccolta dati riferita all'anno 2019.

Con il documento per la consultazione 9 ottobre 2018, 493/2018/R/com, l'Autorità ha raccolto osservazioni e suggerimenti relativamente agli indicatori finalizzati a sintetizzare la propensione a reclamare dei clienti finali dei settori energetici e la capacità dei venditori di gestire questo fenomeno, da utilizzare per il Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie (articolo 39 del TIQV), nonché relativamente alla pubblicazione dell'indice di soddisfazione risultante dall'indagine di *customer satisfaction* sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione di cui all'articolo 38

del TIQV. In particolare, il documento per la consultazione ha presentato gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione e alla modalità di calcolo degli indicatori, alla modalità di pubblicazione delle graduatorie e alla modalità di pubblicazione dell'indice di soddisfazione relativo all'indagine di *customer satisfaction*.

A valle della citata consultazione, con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, l'Autorità:

- ha stabilito la pubblicazione, all'interno del Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie, di 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 richieste di informazione (ICINFO); ciò prevedendo che, per gli indicatori IINFO e ICINFO, la pubblicazione avvenga in riferimento agli anni 2017-2020, fatte salve le verifiche da effettuarsi entro il 31 dicembre 2020 per confermare la pubblicazione per gli anni successivi, e che gli indicatori vengano calcolati con riferimento ai soli clienti del mercato libero;
- ha confermato, a partire dai dati riferiti all'anno 2019, le modalità di calcolo degli indicatori IRC e IINFO annuali sulla base della media degli indicatori mensili calcolati avendo a riferimento il numero dei reclami ricevuti e i clienti finali serviti entro l'ultimo giorno di ciascun mese, prevedendo, per i dati riferiti al 2017 e al 2018, per i quali non sono disponibili i dati mensili dei clienti, di calcolare gli indicatori avendo a riferimento la media dei clienti serviti al 31 dicembre dell'anno n-1 e al 31 dicembre dell'anno n, essendo n l'anno di rilevazione;
- ha previsto che la pubblicazione comparativa degli indicatori quantitativi avvenga a partire dai dati riferiti al 2018, attraverso *cluster* che raggruppino operatori con *performance* simili (individuati nominativamente all'interno del *cluster* in mero ordine alfabetico) e che tale pubblicazione sia affiancata dalla messa a disposizione di fogli elettronici interattivi che contengano, per ciascuna impresa, gli indicatori individuali e possano essere interrogati secondo la chiave preferita dal cliente finale, essendo le singole imprese rappresentate in mero ordine alfabetico;
- ha confermato che la pubblicazione avvenga esclusivamente con riferimento al segmento del mercato libero relativo ai clienti domestici e altri usi alimentati in bassa tensione e bassa pressione;
- ha confermato che la pubblicazione comparativa degli

indicatori di soddisfazione complessiva, riferiti all'indagine di soddisfazione sulla qualità di risposta dei reclami, avvenga attraverso *cluster* non anonimi che raggruppino gli operatori con *performance* simili, prevedendo altresì che, a partire dai dati riferiti al 2019, l'indagine di soddisfazione sia svolta separatamente per i clienti del mercato tutelato e del mercato libero. Con riferimento all'indagine di soddisfazione relativa alle

risposte alle richieste scritte di informazione, ha stabilito che i risultati vengano utilizzati a soli fini di monitoraggio, senza procedere alla pubblicazione di dati individuali anche raggruppati in *cluster*;

- ha infine provveduto a integrare il TIQV in conformità alle decisioni assunte.

Efficienza nel consumo

Accesso dei clienti finali ai propri dati storici di consumo: Portale consumi ed energy footprint

Come già riportato nella precedente *Relazione Annuale*, con il documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali (il cui diritto è stato esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della direttiva 2012/27/UE), completando e in parte modificando quanto presentato nel documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel al fine di tenere conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico.

Con il documento 865/2017/R/efr l'Autorità ha avuto l'intenzione di perseguire l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici inerenti la propria impronta energetica (*energy footprint*) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, in ragione della disponibilità del nuovo tipo di dati e di strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G nel settore elettrico. Nel documento sono stati previsti diversi step attuativi, il primo dei quali finalizzato all'accesso ai propri dati di prelievo da parte dei clienti finali alimentati in bassa tensione, e rimandando a successivi procedimenti le disposizioni in merito all'accesso ai dati da parte di soggetti terzi autorizzati dal cliente finale, anch'esso previsto nel pacchetto delle misure delineate dal citato decreto legislativo n. 102/14.

Nello stesso documento l'Autorità aveva delineato che i dati di prelievo (intesi come dati storici di fatturazione e

dati storici del profilo temporale di prelievo) fossero resi accessibili attraverso il SII, in quanto già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27, e che la messa a disposizione digitale dei dati avvenisse attraverso un portale web (Portale consumi), predisposto dal gestore del SII e accessibile dal cliente finale mediante autenticazione per il tramite del Sistema pubblico di identità digitale (SPID), istituito dall'Agenzia per l'Italia Digitale per l'accesso ai servizi di pubblica utilità come quelli in parola, evitando così di duplicare nel SII i dati personali dei clienti necessari all'accesso.

Il quadro normativo vigente all'epoca della consultazione sopra ricordata si è però arricchito delle disposizioni contenute nella legge di bilancio 2018 che, da un lato, hanno ribadito l'esigenza che l'Autorità intervenga rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, al fine di aumentarne la consapevolezza, dall'altro hanno precisato termini e scadenze.

In particolare, la legge di bilancio 2018 ha previsto, all'art. 1, comma 8, che "entro l'1 luglio 2019, il soggetto gestore del SII per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, provvede agli adeguamenti necessari per permettere ai clienti finali di accedere attraverso il Sistema medesimo ai dati riguardanti i propri consumi, senza oneri a loro carico. Le disposizioni per l'attuazione del primo periodo sono adottate con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, ridenominata ai sensi del comma 528, nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati personali, sentito il parere del Garante per la protezione dei dati personali".

Per quanto visto, l'Autorità ha avviato e intensificato le

necessarie interazioni sia con Acquirente unico che con il Garante per la protezione dei dati personali affinché, nel secondo semestre del 2019, possa essere disponibile ai clienti finali la possibilità di accedere alle letture dei punti di prelievo di cui essi sono titolari e ai corrispondenti consumi tramite il Portale consumi; ciò non solo per l'energia elettrica ma, definendone l'ambito di applicazione, anche per il gas naturale, prevedendo successivi *step* attuatori anche al fine di perseguire gli obiettivi tracciati dal decreto legislativo n. 102/14 e già oggetto del documento per la consultazione 865/2017/R/efr.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto

In materia di titoli di efficienza energetica (TEE), facendo seguito a quanto previsto dall'art. 6, comma 2, del precedente decreto interministeriale 28 dicembre 2012, l'Autorità, con il provvedimento 11 aprile 2018, 265/2018//efr, ha rilasciato il proprio parere sullo schema di decreto trasmessole dal Ministero dello sviluppo economico nel mese di aprile 2018 e recante modifiche di alcuni aspetti dell'allora vigente decreto interministeriale 11 gennaio 2017 al fine di "rendere possibile o comunque favorire l'adempimento degli obblighi a carico dei soggetti obbligati, dare stabilità al mercato e interrompere i continui aumenti dei prezzi" di scambio dei TEE.

Con il provvedimento 265/2018//efr, l'Autorità ha inteso fornire parere favorevole sul documento trasmessole, a condizione che fossero considerati alcuni aspetti ivi dettagliati e suggerendo, al contempo, alcuni elementi di dettaglio o ulteriori modifiche e integrazioni puntuali. In particolare, tra l'altro, l'Autorità ha segnalato la necessità di non tenere conto dei prezzi degli scambi di TEE avvenuti tramite bilaterali tra i criteri per la determinazione del contributo tariffario riconosciuto, in quanto solo limitatamente rappresentativi dell'effettivo valore dei TEE; e, ancora, di precisare e chiarire alcuni aspetti in merito all'introduzione della possibilità per i distributori soggetti agli obblighi di ricorrere ai c.d. TEE non derivanti da progetti emessi dal Gestore dei servizi energetici (di seguito GSE), in considerazione dell'esigenza di limitarne gli abusi e del rischio di ambiguità o difficoltà nella rendicontazione dei risparmi energetici conseguiti dal Paese.

Tenendo parzialmente conto degli aspetti segnalati dall'Autorità, è stato successivamente adottato il decreto interministeriale 10 maggio 2018, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 10 luglio 2018. Entrato in vigore dalla data successiva, il decreto ha quindi effetti a valere per la prima volta sull'anno d'obbligo 2018, i cui obiettivi sono da ottemperarsi, da parte dei distributori, entro la fine del mese di maggio 2019. Tra le principali modifiche apportate dal decreto alla normativa vigente in materia di TEE vi sono: l'introduzione del cap al contributo riconosciuto fissato a 250 €/TEE, la necessità di tenere conto dei prezzi dei TEE scambiati tramite bilaterali e la possibilità, per i distributori, di ricorrere ai TEE non derivanti da progetti di nuova definizione al fine di completare i propri obiettivi.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: attività assegnate all'Autorità nell'ambito del contributo tariffario e dei mercati

In considerazione delle modifiche apportate alla normativa previgente dal decreto interministeriale 10 maggio 2018 (in particolare al decreto interministeriale 11 gennaio 2017), l'Autorità con il documento per la consultazione 12 luglio 2018, 385/2018/R/efr, ha espresso i propri orientamenti in tema di determinazione del contributo tariffario unitario riconosciuto ai distributori adempienti agli obblighi di conseguimento di risparmio energetico, in accordo con le competenze assegnate.

Gli orientamenti condivisi con gli operatori in merito al contributo tariffario da riconoscere hanno riguardato principalmente: il superamento dell'esigenza di definizione preventiva di un contributo di riferimento, la modifica delle regole di correlazione tra il contributo erogato e i segnali di prezzo provenienti dagli scambi di TEE (tenendo conto anche dei prezzi dei bilaterali come richiesto dalla normativa), l'applicazione del "criterio di competenza" e alcuni aspetti relativi alla possibilità di anticipare il raggiungimento degli obiettivi annui.

Anche tenendo conto delle osservazioni pervenute da parte degli operatori, con la delibera 27 settembre 2018, 487/2018/R/efr, l'Autorità ha quindi adottato nuove regole di determinazione del contributo tariffario unitario riconosciuto ai distributori adempienti, al fine di adeguarle al nuovo contesto normativo e continuando a perseguire l'incentivazione del comportamento efficiente degli

operatori e il contenimento dell'impatto degli oneri in capo ai clienti finali. Ciò prevedendo in particolare:

- il confronto tra il contributo tariffario come risultante dalle nuove regole e il cap definito dalla normativa, con effettiva erogazione di quest'ultimo qualora inferiore;
- il superamento del calcolo preventivo del contributo tariffario di riferimento, fino ad allora utilizzato nella regola di determinazione del contributo tariffario, e del prezzo di riferimento rilevante di sessione;
- di tenere conto anche dei prezzi degli scambi di TEE avvenuti tramite bilaterali (non solo dei loro volumi come sino ad allora), prevedendo al contempo meccanismi regolatori che contribuiscano a sterilizzare i prezzi di scambio non rispondenti al valore di mercato e che quindi potrebbero distorcere il riconoscimento dei costi sostenuti;
- la ridefinizione della quantità massima di TEE che può essere oggetto di consegna da parte dei distributori nel mese di novembre, in acconto rispetto alla conclusione di ciascun anno d'obbligo, e del corrispondente contributo erogato in tale occasione;
- la definizione di tempistiche entro cui CSEA, una volta concluse le verifiche da parte del GSE, debba procedere con l'erogazione del contributo in acconto di cui al precedente punto e la previsione del riconoscimento a ciascun distributore obbligato di un interesse nel caso ciò avvenga dopo i termini previsti;
- la sospensione per due anni della programmata applicazione progressiva del criterio di competenza, secondo cui il contributo tariffario erogato ai distributori adempienti a regime sarebbe stato quello corrispondente all'anno d'obbligo il cui obiettivo è raggiunto, anziché quello corrispondente all'anno d'obbligo nel quale gli obiettivi sono raggiunti, come invece attualmente previsto;
- specifiche disposizioni per l'entrata in vigore delle modifiche regolatorie affinché esse non siano applicate retroattivamente, a valere sul corrente anno d'obbligo 2018.

Con la delibera 487/2018/R/efr è stato altresì disposto di non prevedere specifiche determinazioni in merito ai TEE non derivanti da progetti, rimandando a successive valutazioni per le specifiche modalità attuative predisposte successivamente dal GSE, come previsto dall'articolo 14-bis del decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Per quanto riguarda infine le regole di funzionamento dei mercati di scambio dei TEE, di competenza del GME,

nel periodo in esame si sono rese necessarie modifiche predisposte dallo stesso GME e, di conseguenza, approvazioni da parte dell'Autorità. In particolare:

- con la delibera 8 marzo 2018, 139/2018/R/efr, dapprima è stata approvata la modifica urgente alle "Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica", resasi necessaria al fine di recepire la richiesta da parte degli uffici del Ministero dello sviluppo economico di ridurre la frequenza minima di svolgimento delle sessioni di contrattazione sul mercato dei TEE a una sessione al mese;
- con la delibera 9 ottobre 2018, 501/2018/R/efr, sono state successivamente approvate ulteriori modifiche sia alle Regole di funzionamento del mercato di cui sopra che al "Regolamento delle transazioni bilaterali". Tali modifiche si sono rese necessarie per tener conto degli aspetti delle nuove regole di determinazione del contributo tariffario introdotti con l'emanazione del decreto interministeriale 10 maggio 2018 e l'approvazione della delibera 487/2018/R/efr come sopra ricordato.

Monitoraggio retail

Monitoraggio del mercato al dettaglio

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 sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR). Con riferimento all'anno 2017, il Rapporto 596/2018/I/com illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sei anni di monitoraggio (2012-2017). Coerentemente con i rapporti precedenti, esso analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto col 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 di indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio hanno confermato per il 2016, l'assenza di rilevanti problematiche per i clienti MT altri usi, seppure con qualche accenno di minore dinamicità. Pertanto, nel Rapporto, non si evidenzia la necessità di interventi regolatori specifici a riguardo, ma solo l'opportunità di limitare l'azione dell'Autorità a un attento monitoraggio dei fenomeni riscontrati. Diversamente, per i clienti BT altri usi le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita hanno mostrato incoraggianti segnali di vivacità, che tuttavia non trovano ancora continuità pluriennale. Tali segnali sono pertanto meritevoli di particolare attenzione nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri. Per contro, i risultati emersi con riferimento ai clienti domestici, nel settore elettrico, e ai clienti domestici e condomini uso domestico, nel settore del gas naturale, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento regolatorio alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va

posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire consistono:

- negli impatti sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;
- nelle modalità con cui le variazioni dei prezzi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso possono o meno essere trasferite nelle offerte a disposizione dei clienti finali nei mercati a valle e nei prezzi pagati dai clienti.

Per entrambi i settori, risulta rilevante tenere conto della scarsa partecipazione della domanda²⁰ e tali elementi vanno considerati con attenzione alla luce dell'evoluzione del mercato *retail*, al fine di evitare che nel prossimo contesto di completa liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero. In tale ottica, con specifico riferimento agli interventi volti all'evoluzione dei servizi di tutela di prezzo e alla loro completa eliminazione, occorre rimuovere gli elementi che possono limitare la contendibilità dei clienti che si apprestano a uscire dai servizi di tutela. Inoltre, occorre favorire la maggior partecipazione della domanda, anche al fine di accrescere la consapevolezza e la fiducia dei clienti circa i benefici, anche in termini di prezzo, ottenibili attraverso il cambio di venditore, e permettere loro di discernere le scelte per loro più congeniali e convenienti. Infine, con riferimento all'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail*, è proseguita e si è rafforzata l'azione di sfruttamento delle potenzialità del SII al fine di raccogliere i dati oggetto del monitoraggio, minimizzando gli oneri informativi per gli operatori. È in corso anche un'attività volta a sfruttare tali potenzialità per raggiungere un maggiore dettaglio delle informazioni monitorate²¹, una maggiore tempestività della loro messa a disposizione per l'Autorità e un allargamento dei fenomeni monitorati.

Rapporto sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) prevede che l'Autorità pubblichi annualmente il Rapporto sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie, basato sui dati comunicati annualmente:

- dai venditori in relazione a reclami scritti, richieste scritte di informazioni, rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione, nonché al numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità;
- dalle imprese di distribuzione in relazione a reclami scritti, richieste scritte di informazioni ricevute dai clienti finali e alle richieste dati ricevute dai venditori finalizzate alle risposte ai reclami, nonché agli indennizzi automatici corrisposti ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità;
- dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello), dal Servizio conciliazione e dagli organismi alternativi al Servizio conciliazione per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici, fra i quali gli Organismi ADR iscritti nell'elenco istituito dall'Autorità ai sensi dell'articolo 141-*decies* del Codice del consumo.

Il Rapporto contiene, inoltre, i risultati dell'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti di cui all'articolo 38 del TIQV. L'indagine è effettuata intervistando i clienti dei venditori con più di 50.000 clienti serviti, che, dal protocollo dei medesimi venditori, risultano essere destinatari di una risposta scritta. Al fine di assicurare la rilevanza statistica dell'indagine, i venditori che vi partecipano sono individuati con determina del Direttore della Direzione dell'Autorità responsabile dell'attività, sulla base del numero dei reclami ricevuti al 31 dicembre dell'anno precedente.

Infine, va ricordato che la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com ha approvato la definizione e le modalità

di pubblicazione comparativa degli indicatori riferiti a reclami e richieste di informazione nel Rapporto annuale (IRC, IINFO, ICRC e ICINFO²²), nonché le modalità di calcolo e pubblicazione degli indici di *customer satisfaction* sulle risposte ricevute dai clienti finali in relazione a un reclamo o a una richiesta di informazione, integrando gli articoli 38 e 39 del TIQV. La medesima delibera ha anche definito un percorso graduale di attuazione. In particolare, la pubblicazione degli indicatori avverrà sulla base di *cluster* definiti per similarità di *performance*, esclusivamente per i venditori del mercato libero; solo a partire dai dati relativi all'anno 2018, sarà presente l'indicazione nominativa delle imprese presenti all'interno di ciascun *cluster*. Per i dati relativi all'anno 2017 sono stati pubblicati i *cluster* per *performance* e dimensione aziendale.

In particolare, nel Rapporto riferito all'anno 2017 (54/2019//com), gli indicatori sono stati calcolati, come previsto dall'articolo 39 del TIQV, solo per il mercato libero e riferiti ai clienti domestici e non domestici elettrici alimentati in bassa tensione e ai clienti gas alimentati in bassa pressione. Sono stati poi individuati gruppi omogenei per *performance* (*cluster*), ricorrendo a una metodologia basata sul concetto statistico di quantile²³, che permette di confrontare i risultati anno per anno, senza il rischio che i gruppi diventino meno significativi oppure obsoleti a causa di una diversa distribuzione dei dati. Sulla base di questa metodologia, per ogni indicatore sono stati individuati 10 *cluster*, con i quantili di ordine 10 (cioè i decili) e nel primo è ricompreso il 10% delle imprese con le migliori *performance*, nel secondo le imprese che si posizionano tra il 10% e il 20%, e così via; l'ultimo *cluster* (corrispondente al decile del > 90%) ricomprende, infine, il 10% delle imprese con la peggiore *performance*.

Benché non siano state individuate differenze statisticamente significative legate alla dimensione aziendale, si è ritenuto opportuno, data la numerosità delle

20 La scarsa partecipazione della domanda è evidenziata anche dalle indagini demoscopiche avviate dall'Autorità in merito ai comportamenti e alle scelte dei clienti nei mercati energetici liberalizzati. Da tali indagini emerge, da un lato, che la maggior parte dei clienti che cambia fornitore non lo fa in maniera proattiva (ma solo dopo essere stata contattata dal call center o da un agente di vendita) e, dall'altro, la scarsa conoscenza delle opportunità offerte dal mercato da parte dei clienti che sono rimasti nei servizi di tutela.

21 In particolare, risulta molto rilevante aggiornare le informazioni monitorate circa le offerte dai clienti finali (per migliorarne la comprensione sia a riguardo del prezzo praticato e del *mark-up* ottenuto dagli esercenti la vendita) e gli elementi di differenziazione e innovazione introdotti.

22 Come descritti al paragrafo precedente "Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale". Per una analisi più approfondita delle modalità di calcolo degli indicatori si vedano le Appendici 1 e 2 del Rapporto 19 febbraio 2019, 54/2019//com, relativo all'anno 2017.

23 Il quantile è il valore della variabile che divide la popolazione in esame in due parti (al di sotto e al di sopra del valore stesso) e permette, in questo caso, di individuare le aziende che sono al di sopra o al di sotto di una certa *performance* rispetto al totale delle osservazioni. Ad esempio, il quantile del 10% dell'indicatore di reclamosità identifica un valore dell'indicatore al di sopra del quale si colloca il 10% delle aziende (e al di sotto del quale è presente il 90% delle aziende); le aziende con un indicatore al di sopra di questo valore rappresentano quindi il 10% migliore di aziende in termini di reclamosità.

imprese interessate e l'ampia variazione dimensionale tra imprese e anche con l'obiettivo di facilitare la consultazione del Rapporto da parte dei clienti finali, individuare tre fasce di riferimento (1-5.000 clienti, >5.000-50.000 clienti, e >50.000)²⁴ e dare separata evidenza ai venditori che hanno dichiarato di non aver ricevuto reclami o richieste di informazione e per i quali, pertanto, IRC e IINFO sono risultati pari a zero.

In estrema sintesi, con riferimento alle *performance* individuali e all'anno 2017, emerge che la stragrande maggioranza delle imprese di piccola o piccolissima dimensione dichiarano di non aver ricevuto reclami e richieste di informazioni (nel caso dei clienti domestici elettrici, delle 166 imprese che hanno dichiarato 0 reclami, 163 sono ricomprese nella fascia 1-5.000), mentre le imprese che li hanno ricevuti tendono, invece, a essere posizionate, seppure con eccezioni, nei *cluster* migliori per quanto riguarda la capacità di risposta. Emerge inoltre che gli indicatori di capacità di risposta non sono sempre coerenti con quelli di reclusività o richieste di informazioni, in quanto a bassi indicatori di reclusività/richieste di informazioni non sempre corrispondono elevati indicatori di capacità di risposta.

I segmenti di mercato con un numero più contenuto di clienti, ma in cui i contratti possono risultare di maggior complessità, presentano gli indicatori di *performance* peggiori. Da questo punto di vista, un primato negativo spetta ai clienti alimentati in media tensione (4,65 reclami

ogni 100 clienti e una capacità di risposta dei venditori pari al 75%), seguiti dai dual fuel (3,24 reclami ogni 100 clienti e una capacità di risposta all'81,9%) e dai clienti multisito, sia elettrici che gas. Le *performance* migliori si registrano con i clienti serviti nei mercati di tutela (0,52 reclami ogni 100 clienti e una capacità di risposta all'84% per i clienti domestici in maggior tutela e 0,70 reclami ogni 100 clienti e una capacità di risposta all'80,5% per i clienti del mercato tutelato gas).

In questo primo Rapporto si delinea un quadro articolato di misure che concorrono alla tutela del cliente finale nella fase in cui sperimenta un disservizio che appare sufficientemente coerente e interconnesso, anche se non ha dispiegato ancora del tutto i suoi effetti. Nel 2018 la qualità commerciale del servizio di vendita si è confrontata con nuovi passaggi (la classificazione per argomenti di reclami e richieste di informazione, il miglioramento degli standard specifici per le risposte ai reclami e per le rettifiche di fatturazione, la nuova classificazione per tipologia di clienti gas), così come nella gestione delle controversie sono state introdotte, anche alla luce dell'esperienza del 2017, nuove semplificazioni.

I risultati emersi possono essere migliorati attraverso l'operare congiunto di un monitoraggio più puntuale sugli indicatori di *performance* e sulla tempestiva erogazione degli indennizzi automatici e di un potenziamento dell'informazione volta a rendere il consumatore maggiormente consapevole dei suoi diritti e doveri e più attento al servizio fornito.

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

I call center commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas rappresentano, tra i canali di contatto, un riferimento importante per i clienti che necessitano di rivolgersi in modo immediato al fornitore e, in generale, costituiscono un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita degli operatori che si confrontano sul mercato.

Le disposizioni relative alla qualità dei call center, pur assicurando una tutela di base ai clienti finali e un costante monitoraggio sulla qualità erogata dei servizi di contatto (più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni, con più di 50.000 clienti), lasciano ampia libertà ai venditori sulle

scelte organizzative relative al *customer care*, in modo tale che ciascuna azienda possa rendere efficienti tali servizi modulandoli sulle esigenze della propria tipologia di clientela o segmenti di essa.

L'Autorità ha, comunque, fissato obblighi minimi e standard generali per i servizi telefonici, che devono essere rispettati da tutte le aziende di vendita in un'ottica di tutela dei clienti. Il monitoraggio risulta particolarmente 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, sono sottoposte annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back*. Le

²⁴ Il numero di clienti è calcolato come la media del numero di clienti finali serviti dichiarati al 31 dicembre dell'anno precedente e del numero al 31 dicembre dell'anno cui il Rapporto riferisce.

TAV. 8.8 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD DALL'1 GENNAIO 2017
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 \geq 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA \leq 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai call center chiedendo di parlare con un operatore.	LS \geq 85%

Fonte: ARERA.

aziende di vendita con almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri call center uguale o superiore a 400 sono anche sottoposte annualmente a una indagine demoscopica di *customer satisfaction*, rivolta a coloro che hanno effettivamente usufruito del servizio.

I livelli standard obbligatori, aggiornati dall'1 gennaio 2017 in considerazione dell'evoluzione delle esigenze dei clienti, 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 sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'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);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- garantire almeno un "numero verde" da rete fissa per operatore;
- adeguata informazione ai clienti del numero telefonico per mettersi in contatto con il venditore, con la pubblicazione, su internet e sulle fatture, del numero telefonico del call center, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (articolo 2, comma 2.4, del TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente, frequentemente, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio. Il monitoraggio mira a prevenire possibili fenomeni di peggioramento del

servizio, 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.

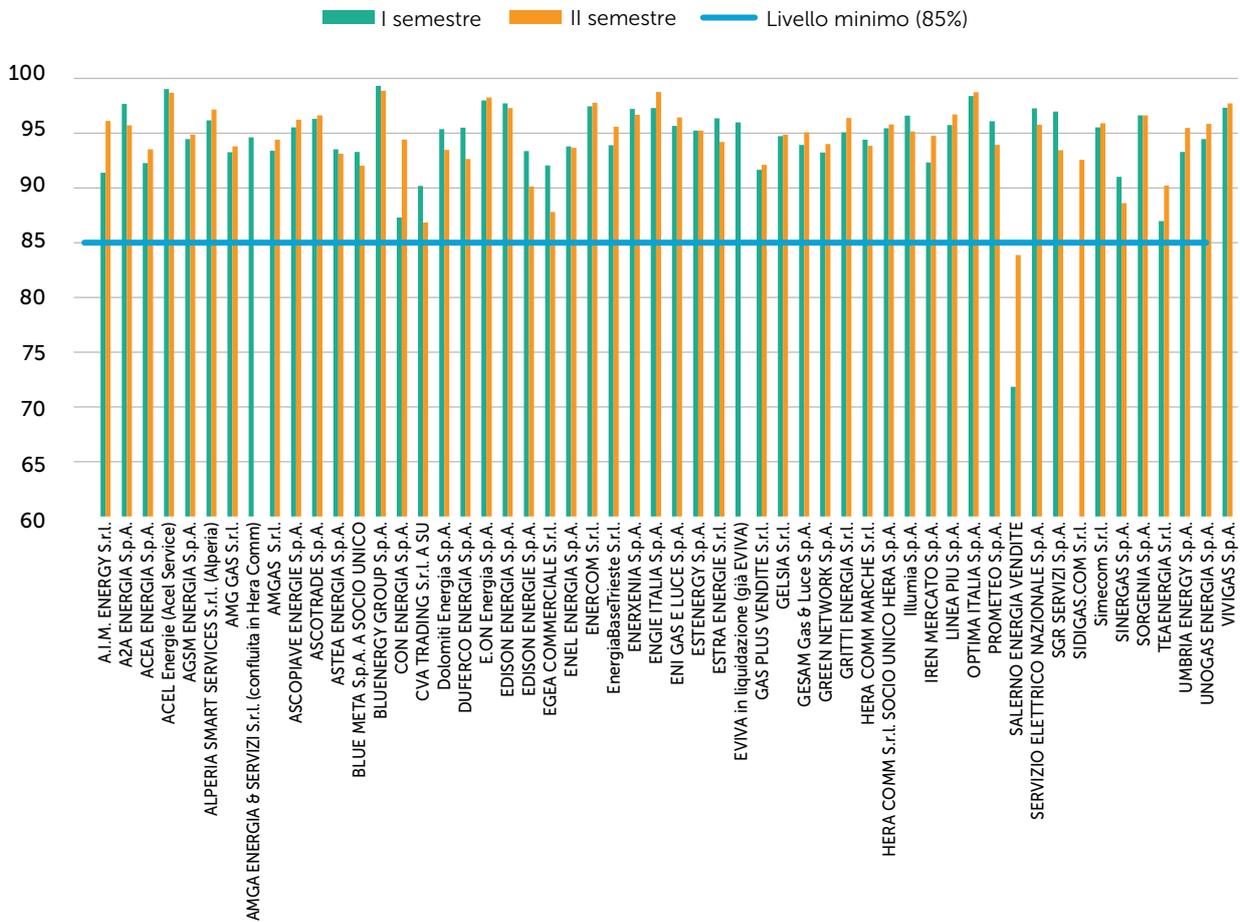
La tavola 8.8 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Rapporto Annuale sui call center

Nel mese di giugno 2018 è stato pubblicato il terzo Rapporto annuale sulla qualità dei servizi telefonici, che, oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali – obblighi di orari di apertura minimi, di gratuità per le chiamate da rete fissa in caso di call center con *interactive voice response* (IVR), di possibilità di parlare con un operatore già al secondo livello dell'IVR – fornisce informazioni individuali sul rispetto degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione. Nel rapporto pubblicato nel 2018 sono, inoltre, evidenziati i risultati complessivi delle indagini demoscopiche e sono poste in risalto sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al call center (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico) sia la gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Il Rapporto in questione è caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, poiché comprende anche gli altri canali di contatto e *customer care* che i venditori hanno affiancato ai canali tradizionali, telefonici e sportello, con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

FIG. 8.4 Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2018).
Livello di servizio (minimo 85%)



Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Per quanto riguarda il 2018, i venditori interessati a comunicare i dati sono stati 53, per un totale di 112 numeri telefonici (come nel 2017); molte imprese, infatti, mettono a disposizione dei clienti più numeri di telefono, segmentando la clientela.

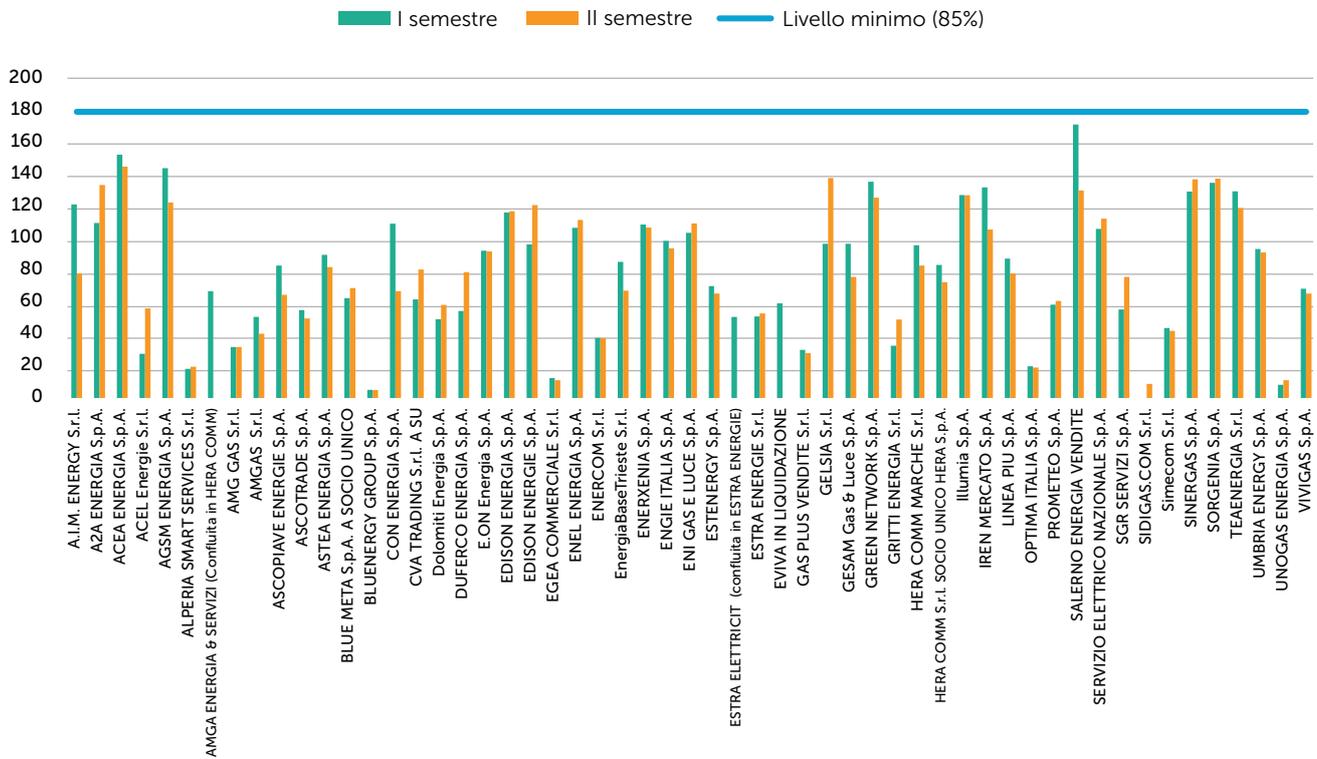
Dei 112 numeri attivi, 76 risultano operativi dal lunedì al sabato, 13 sette giorni su sette (come nel 2017), mentre i restanti 23 operano dal lunedì al venerdì. La maggioranza dei numeri attivi (107 su 112) ha un orario di apertura che supera l'obbligo di servizio di 35 ore settimanali.

Le 53 imprese soggette agli obblighi di comunicazione forniscono poco più di 32,2 milioni di clienti elettrici (di cui il 47,94% sul mercato libero) e 19 milioni di clienti gas (di cui il 52,63% sul mercato libero); rispetto al 2017 si registra

un incremento dell'11,62% per il mercato libero elettrico e dell'11,14% per il mercato libero gas.

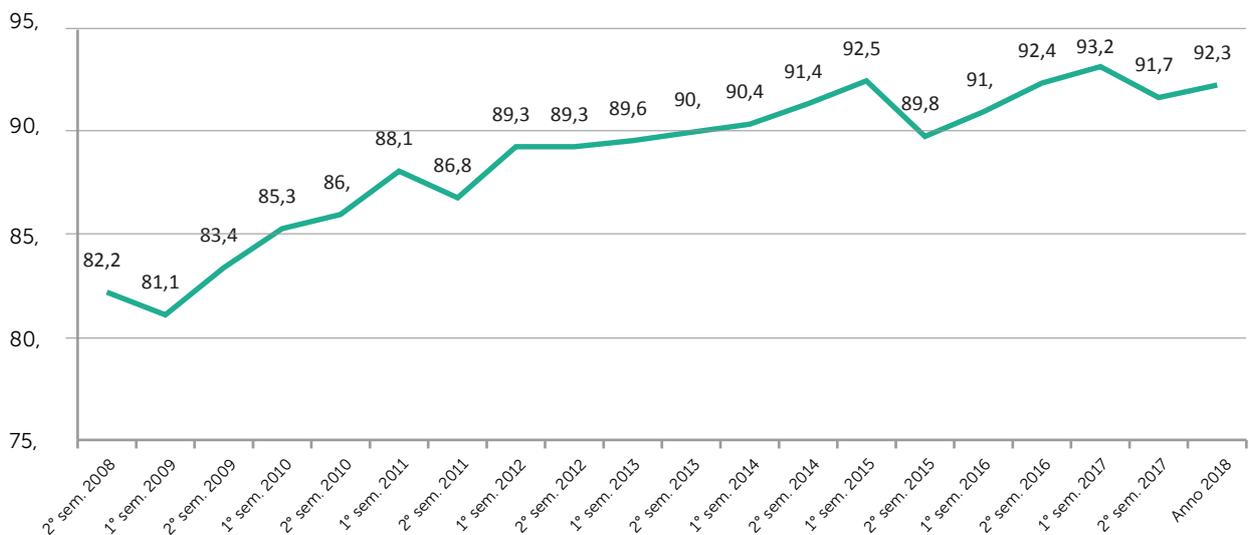
I dati sulla qualità tecnica dei servizi telefonici confermano, anche per il 2018 e nel complesso, buoni risultati, in termini di servizio e di qualità percepita. Le figure 8.4 e 8.5 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre 2018. Tutte le imprese, tranne una, si attestano su livelli di servizio superiori o largamente superiori allo standard generale minimo fissato (figura 8.4), quindi la gran parte dei clienti riesce a parlare con un operatore con tempi medi di attesa inferiori o largamente inferiori ai 180 secondi dello standard generale (figura 8.5).

FIG. 8.5 Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2018).
Tempo medio di attesa (minimo 180 secondi)



Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

FIG. 8.6 Indice di soddisfazione - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas - Il semestre 2008-2018



Fonte: ARERA Indagini sulla qualità dei call center.

Infine, per quanto riguarda il TMA, tutte le imprese hanno registrato, in media, tempi di attesa inferiori allo standard generale minimo fissato (figura 8.4), quindi la quasi totalità dei clienti riesce a parlare con un operatore con tempi medi di attesa inferiori o largamente inferiori ai 180 secondi dello standard generale (figura 8.5).

Per quanto riguarda l'indagine di *customer satisfaction*, nel 2018 hanno partecipato 26 imprese (le imprese con più di 50.000 clienti che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno), per un totale di circa 47,9 milioni di clienti elettrici e gas su 51,2 milioni (93,6%).

L'indice di soddisfazione (ICS) complessivo per l'anno 2018 si è mantenuto elevato e stabile (92,3) su base annuale rispetto al 2017 (figura 8.6), facendo registrare un lieve incremento solo rispetto al secondo semestre 2017 (+0,6).

L'80,1% dei clienti che hanno contattato un call center ha ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata, il 19,9% ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, fra questi, il 45,6% (erano 32,9% nel 2017) dichiara di aver ottenuto risposte poco coerenti.

La capacità di risolvere il problema, la chiarezza delle risposte fornite e la cortesia risultano essere i fattori, che, a giudizio dei clienti, sono maggiormente importanti per valutare la qualità del servizio fornito dal call center. Gli stessi fattori sono anche quelli che hanno raccolto il maggior grado di insoddisfazione, da parte dei clienti che si sono dichiarati insoddisfatti. La capacità di risolvere il problema (42,3%) e la chiarezza nella risposta (29,2%) totalizzano il

71,5% dell'importanza presso i clienti. I maggiormente insoddisfatti sono i clienti 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 risulta elevata la soddisfazione rispetto al servizio telefonico ma vi sono margini di miglioramento ulteriore, soprattutto per la capacità di risoluzione dei problemi e la chiarezza delle risposte.

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 mettersi in contatto con il proprio fornitore per ottenere informazioni o gestire pratiche.

Nel 2018, 38 imprese su 53 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, 30 affiancano a telefono e sportelli sul territorio anche "sportelli virtuali" accessibili on line tramite computer o *smartphone* attraverso i quali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti; 23 hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per *smartphone*. Emerge un ruolo sempre più importante del web, sia nella gestione delle pratiche che nell'informazione, sia per le imprese di maggiori dimensioni sia per quelle con scarsa presenza di sportelli sul territorio e per le *newcomer*.

Capitolo 9



TUTELA DEI CONSUMATORI

INTERSETTORIALE

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali

Nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019 sono proseguite le attività dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, Autorità) connesse all'implementazione del sistema di tutele riformato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie di clienti e utenti finali nei confronti degli operatori o gestori dei settori regolati.

Come già indicato nel Capitolo 9 della *Relazione Annuale 2018*, al quale si rimanda per ulteriori dettagli, l'applicazione del sistema di tutele nei diversi settori di competenza dell'Autorità avviene secondo gradualità, tenuto conto del grado di maturazione degli strumenti, della diffusione degli stessi presso gli stakeholder e delle peculiarità di ciascun settore; ciò anche con riguardo alle eventuali esperienze territoriali e all'assetto della governance, nonché alla luce dello sviluppo della regolazione dell'Autorità.

L'analisi condotta in questo capitolo riguarda, come di consueto, gli strumenti del sistema di tutele predisposti dall'Autorità per il livello base di informazione e assistenza e per il secondo livello. Quest'ultimo è attivabile in caso di mancata soluzione della problematica mediante il reclamo di primo livello inviato dal cliente o utente al proprio operatore o gestore e caratterizzato dal tentativo obbligatorio di conciliazione (condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria) con poche e qualificate eccezioni (procedure speciali).

Per la gestione operativa degli strumenti centralizzati predisposti dall'Autorità per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti e degli utenti finali dei settori regolati e afferenti ai livelli in argomento, ai sensi dell'articolo 1, comma 72, della legge 4 agosto 2017, n. 124 (*Legge annuale per il mercato e la concorrenza*, l'Autorità si avvale di Acquirente unico. Le relative attività sono svolte per mezzo della struttura denominata "Sportello per il consumatore energia e ambiente" (di seguito, Sportello).

Nel corso dell'ultimo anno e con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas, nei quali il sistema è a regime dall'1 gennaio 2017, l'Autorità è intervenuta sul secondo livello, e in particolare sul Servizio conciliazione, adottando la delibera 28 giugno 2018, 355/2018/R/com, di efficientamento e armonizzazione del *Testo Integrato Conciliazione - TICO*, di cui all'Allegato A alla delibera 5

maggio 2016, 209/2016/E/com. Le misure ivi contenute, a efficacia differita nel tempo, hanno avuto la doppia finalità di recepire gli input pervenuti attraverso il monitoraggio del primo anno di operatività del TICO per una ancora maggiore efficacia della procedura e di fornire chiarimenti interpretativi in chiave applicativa dello strumento a beneficio degli stakeholder, tenuto conto delle osservazioni pervenute in merito al documento per la consultazione 5 aprile 2018, 199/2018/R/com, che ha preceduto l'adozione della delibera sopra citata.

In estrema sintesi, nei settori energetici e nel 2018, il livello base ha fatto registrare volumi sostanzialmente costanti per le chiamate in ingresso al call center dello Sportello (385.044 in orario di servizio, + 6% rispetto al 2017) e un significativo aumento delle richieste scritte di informazione (6.595, + 44%) e delle richieste di attivazione di procedure speciali informative (20.159, + 77%), queste ultime trascinate dall'incremento delle richieste volte a conoscere la controparte commerciale corrente e la data di *switching* e di quelle connesse al venditore ignoto. Nel primo trimestre 2019 sono state 113.269 le chiamate pervenute al call center in orario di servizio su tematiche afferenti ai settori energetici. Le richieste scritte di informazione sono state 2.649, mentre le richieste di attivazione di procedure speciali informative hanno raggiunto quota 6.895.

Guardando al secondo livello del sistema di tutele per l'energia, nel 2018 si è assistito a un calo delle richieste di attivazione delle procedure speciali risolutive (7.247, -15%), principalmente dovuto alla riduzione di quelle in tema di procedura ripristinatoria volontaria e bonus sociale. Nel primo trimestre 2019, tali richieste sono risultate 2.397. Relativamente alle procedure conciliative previste dal TICO per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici, è possibile ricavare una diminuzione dei volumi complessivi dei meccanismi conciliativi in argomento. Se, infatti, il trend 2018 delle domande presentate al Servizio dell'Autorità nei settori dell'energia è sostanzialmente in linea con quello del 2017 (10.705 domande, + 1%; seguite poi da 3.190 nel primo trimestre 2019), quello delle domande presentate agli organismi ADR (Alternative Dispute Resolution, per la risoluzione extragiudiziale delle controversie) iscritti nell'Elenco dell'Autorità, sempre con riferimento al 2018 e ai settori

energetici, è pari a 1.856, -10% sul 2017, e ciò nonostante il numero maggiore di organismi censiti (16 nel 2018, di cui 7 organismi ADR di conciliazione paritetica, contro i 13 della *Relazione Annuale 2018*, che includevano 5 organismi paritetici). Nel 2018, infine, le conciliazioni obbligatorie nei settori energetici si sono svolte, ai sensi del TICO, anche presso le Camere di commercio aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere il 29 dicembre 2016 e formate nei settori energetici sia con riferimento ai mediatori che al personale addetto (49 Camere al 31 marzo 2019).

Nel quadro degli interventi relativi al secondo livello del sistema di tutele, l'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-*sexies* del Codice del consumo, ha previsto specifici obblighi informativi in capo ai venditori di energia in materia di attivazione e disponibilità di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie (Servizio conciliazione e altri organismi ad accesso gratuito ai quali l'operatore si impegna a partecipare), con riferimento ai siti internet di tali operatori, alle condizioni generali di contratto e alle risposte ai reclami nel caso in cui non sia possibile estinguere la problematica lamentata dal cliente finale (per ulteriori dettagli si veda *Relazione Annuale 2018*, Capitolo IX, paragrafo "Indagine conoscitiva sugli obblighi informativi in tema di ADR"). A seguito dei risultati della specifica indagine conoscitiva chiusa a marzo del 2018, l'Autorità, con delibera 11 aprile 2018, 230/2018/E/com, ha intimato a 34 operatori l'adempimento degli obblighi informativi in questione sui siti internet (art. 3, comma 3.5, del Codice di condotta commerciale). Con delibera 26 luglio 2018, 395/2018/E/com, l'Autorità ha approvato gli esiti delle intimazioni, ritenendo adempiuti gli obblighi ivi prescritti da parte di tutti gli operatori interessati, raccomandando ai medesimi di dare adeguata e trasparente evidenza, nei medesimi siti internet, all'informativa in argomento.

Nel settore idrico, è stato possibile osservare, su un arco temporale annuale (marzo 2018 - marzo 2019), l'andamento degli strumenti centralizzati di livello base e di secondo livello, rappresentati dal *contact center* e dalla trattazione dei reclami di seconda istanza presso lo Sportello. Da luglio 2018, inoltre, è attivo anche il Servizio conciliazione, su base volontaria, in alternativa al reclamo di seconda istanza allo Sportello, per la gestione delle problematiche non risolte con il reclamo di primo livello rivolto al gestore. Al riguardo, con la sopra citata delibera 355/2018/R/com, l'Autorità ha apportato alcuni interventi di

taglio principalmente interpretativo alla disciplina transitoria del Servizio conciliazione, di cui all'Allegato A alla delibera 1 febbraio 2018, 55/2018/E/idr. Tra il 2018 e il 2019, inoltre, si sono tenuti due incontri del tavolo tecnico, istituito con la delibera 55/2018/E/idr, nel quadro delle azioni di coordinamento e condivisione con gli stakeholder delle modalità graduali di estensione al settore idrico del sistema di tutele. In particolare, gli incontri, da un lato, hanno riguardato la definizione delle modalità di trasformazione degli organismi di conciliazione attualmente operativi a livello locale in organismi ADR di cui al Codice del consumo; dall'altro, hanno rappresentato anche un momento di utile confronto per valutare gli esiti dell'attività svolta nel settore idrico dal Servizio conciliazione, con attenzione alle eventuali criticità riscontrate nell'applicazione della disciplina transitoria al fine di confermarne, eventualmente, il termine di validità.

Sul piano dei volumi in ingresso, nel periodo marzo - dicembre 2018, il *contact center* dello Sportello è stato interessato da 19.778 chiamate pervenute al call center in orario di servizio (14.718 nel primo trimestre 2019) e 167 richieste scritte di informazione (51 nei primi tre mesi del 2019). Al secondo livello, invece, nel medesimo periodo, agli oltre 3.500 reclami di seconda istanza inviati allo Sportello medesimo, si aggiungono le 329 domande di conciliazione pervenute, nel secondo semestre 2018, al Servizio dell'Autorità. Gli organismi ADR, nel 2018, fanno infine registrare, nel settore idrico, 310 domande di conciliazione, con un incremento pari al 63% rispetto al 2017. Nel primo trimestre 2019, i reclami di seconda istanza sono ammontati a 883, mentre le domande di conciliazione al Servizio sono state 286.

Fra le altre attività svolte dallo Sportello per conto dell'Autorità e afferenti, in senso lato, al sistema di tutele sia nei settori energetici che nell'idrico, nel 2018 sono state ricevute dallo Sportello 4 segnalazioni (contro le 12 del 2017 relative ai soli settori energetici) e 41 richieste all'*help desk* dedicato alle associazioni dei consumatori (delle quali, 39 per i settori dell'energia elettrica e del gas).

In termini di accessibilità agli strumenti di informazione e di risoluzione delle controversie gestiti dallo Sportello per conto dell'Autorità, diversi dal Servizio conciliazione *online*, nel 2018, nei settori dell'energia, il 78% delle richieste è stato presentato dal cliente finale senza l'ausilio di un delegato, a fronte del 22% imputabile ai delegati; nel settore idrico,

invece, sono stati i delegati a presentare il maggior numero di richieste (63%) contro il 37% ascrivibile agli utenti finali in via diretta. Per quanto concerne le modalità, nei settori dell'energia il portale *online* dello Sportello (obbligatorio per i delegati professionisti e per le associazioni) e l'e-mail hanno costituito, nel 2018, i principali canali di accesso agli strumenti in argomento (36% ciascuno); nel settore idrico, invece, gli utenti e i loro delegati hanno utilizzato principalmente l'e-mail (58%) e la posta ordinaria (29%).

Riguardo al settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, il percorso è stato da poco avviato, anche in ragione della necessità di un preventivo sviluppo della regolazione di settore. Al riguardo, tuttavia, al fine di fornire un primo supporto e orientamento agli utenti, l'Autorità, con la delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif, ha incaricato

lo Sportello di gestire transitoriamente, dall'1 luglio 2018, le richieste di informazione e le segnalazioni di tali utenti con modalità e strumenti già in uso nelle analoghe attività svolte in avalimento da Acquirente unico per i settori dell'energia e idrico.

Nella successiva tavola 9.1 sono riportati i volumi in ingresso allo Sportello, nell'anno 2018 e nel primo trimestre 2019, riguardo alle attività svolte in avalimento dell'Autorità nell'ambito del sistema di tutele per i clienti finali dei settori energetici e gli utenti finali del settore idrico. Oltre a quanto già anticipato, si rinvia ai successivi paragrafi per l'analisi più approfondita dei dati in questione, anche suddivisi per settore.

TAV. 9.1 Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello - 2018 e I trimestre 2019, settori energia elettrica, gas e idrico

ATTIVITÀ E SETTORI		ANNO 2018	I TRIMESTRE 2019	
Livello base	Chiamate al call center 800-166654 (pervenute in orario di servizio)	 da marzo 2018	404.822	127.987
	Richieste scritte di informazioni	 da marzo 2018	6.762 (*)	2.700 (*)
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		20.159	6.895
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		3.884	384
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria) da luglio 2018 (conciliazione facoltativa)	11.034	3.476
	Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità	 (conciliazione obbligatoria)  (conciliazione facoltativa)	2.167 (**)	N.D. (***)
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		7.247	2.397
	Reclami di secondo livello	 da marzo 2018	3.527	883
Altre attività	Segnalazioni	 da marzo 2018	4	1
	Richieste all'help desk associazioni	 da marzo 2018	41	13

(*) Nel 2018, 1.743 richieste scritte di informazione, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie. Nel primo trimestre 2019, le richieste complesse sono state 143.

(**) Conteggiando anche una domanda pervenuta per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

(***) Rilevazione effettuata su base annuale ai sensi del Codice del consumo.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello, Servizio conciliazione e Relazioni Annuali Organismi ADR.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione a clienti e utenti finali

Call center

Nel 2018, sono state gestite dal call center dello Sportello 388.159 chiamate (tavola 9.2) pervenute in orario di servizio, di cui il 95,1% attribuibili ai settori energetici. Hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 16.663 clienti o utenti (23.536 in meno rispetto al 2017), mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 178 secondi, in flessione rispetto al 2017 che aveva fatto registrare 191 secondi. In flessione anche il tempo medio di

attesa, che passa da 134 secondi a 131 secondi.

In linea con quello registrato nel 2017 è il rapporto (tavola 9.3) fra chiamate ricevute da rete fissa (44,7% del totale) e rete mobile (55,3% del totale).

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas, elettrico e idrico (44%), le modalità di risoluzione delle controversie (20,5%) e diritti e regolazione (13,7%) e risultano diversamente articolati per i settori energetici e per l'idrico (tavola 9.4).

TAV. 9.2 Chiamate pervenute al call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	ATTESA MEDIA (SECONDI)	MEDIA CONVERSATA (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORI	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI				
TOTALE 2018	486.726	404.822	388.159	388.159	-	16.663	81.904	131	178
I Trim. 2019	150.801	127.987	121.758	121.758	-	6.229	22.814	15	193

Fonte: Acquirente unico, Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip e Ccontact.

TAV. 9.3 Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile - 2018 e I trimestre 2019

	2018 ANNO	2019 I TRIMESTRE
Rete fissa	44,7%	42,2%
Rete mobile	55,3%	57,8%

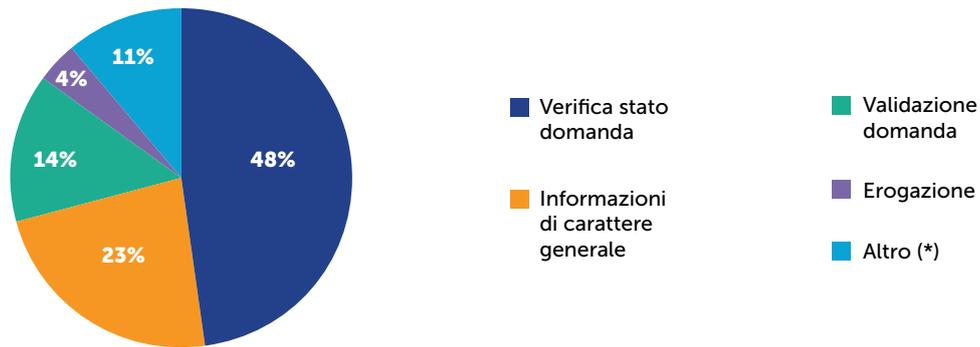
Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

TAV. 9.4 Principali argomenti delle chiamate pervenute al call center dello Sportello (ore 8-12) - 2018 e I trimestre 2019

	2018		I TRIMESTRE 2019	
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	ELETTRICO E GAS	IDRICO
BONUS di cui	162.190	16.810	44.126	13.019
- Elettrico	109.090		32.313	
- Gas	53.100		11.813	
Modalità Risoluzione Controversie	82.117	697	26.463	307
Diritti e Regolazione	55.012	483	13.246	106
Pratiche presso lo Sportello	46.528	1.788	13.925	1.286
Tutela SIMILE e PLACET	17.782	non applicabile	4.272	non applicabile
Portale offerte	21.415	non applicabile	11.237	non applicabile
% BONUS	42%	85%	39%	88,3%
% ALTRI ARGOMENTI	58%	15%	61%	11,7%

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

FIG. 9.1 Focus principali argomenti canale bonus chiamate gestite dal call center dello Sportello - 2018



(*) L'argomento "Altro" riguarda principalmente il rinnovo della domanda, la variazione dei requisiti (ISEE, componenti nucleo familiare, variazione residenza/domicilio) e informazioni sulla riscossione del bonifico domiciliato.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Le chiamate che hanno avuto come argomento il bonus, in particolare, rappresentano il 42% del totale delle chiamate pervenute per l'elettrico e il gas e l'85% di quelle pervenute per l'idrico e hanno fatto registrare una contrazione dello 0,7% rispetto al 2017 come risultato di una diminuzione del 10% delle chiamate relative ai bonus energetici, e l'apporto positivo del bonus idrico introdotto nel 2018. Le chiamate che hanno riguardato i bonus, gestite dal call center, sono state, per il 48%, richieste a vario titolo relative allo stato di avanzamento della pratica di bonus e sono state largamente determinate dal lasso di tempo che intercorre tra la presentazione della domanda di bonus in Comune/CAF e il momento in cui esso è effettivamente attribuito in bolletta (mediamente 120 giorni dopo). Sempre con riferimento al bonus, si registra una crescita della quota relativa alle informazioni di carattere generale (dal 17% del 2017 al 23% del 2018), attribuibile alla necessità degli utenti idrici di avere informazioni sulle modalità di attuazione del bonus medesimo (figura 9.1).

La voce "modalità di risoluzione delle controversie" ha fatto registrare un incremento, rispetto all'anno precedente, del 24,1%, largamente attribuibile ai settori energetici. Tale incremento conferma un crescente interesse dei consumatori/utenti a conoscere le modalità con cui risolvere problematiche che si presentano nell'adempimento del contratto di fornitura. Mantengono un certo peso anche le voci "diritti e regolazione" (13,7%), al cui interno sono confluite le circa 25.000 richieste giunte al call center aventi a oggetto la prossima piena liberalizzazione dei mercati energetici, e "pratiche presso lo Sportello" (11,9%), ossia le richieste sullo stato di

avanzamento di pratiche pregresse; queste ultime, in particolare, rappresentano il 12% del totale delle chiamate per i settori energetici e il 9% per l'idrico.

Nel corso del primo trimestre 2019, i trend registrati nel 2018 con riferimento ai principali argomenti oggetto delle chiamate al call center appaiono confermati. Per quanto riguarda il canale bonus, si è assistito a un incremento della voce relativa a "verifica stato domande", che può essere ricondotto all'avvio della operatività del bonus idrico.

Con riferimento ai livelli di servizio, il call center ha rispettato, anche nel corso del 2018, gli standard di qualità previsti per i call center dei venditori di energia elettrica e gas dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas* (TIQV). Rispetto all'anno precedente, risultano in miglioramento (tavola 9.5) sia il livello di servizio (95,9% contro 89%) che il tempo medio di attesa (131 secondi contro 134 secondi) e l'accessibilità (100% contro 99%). Il tempo medio di attesa subisce tuttavia un lieve peggioramento nel corso del primo trimestre 2019, pur attestandosi sempre ampiamente al di sotto del livello minimo fissato dall'Autorità.

TAV. 9.5 Livelli di servizio per il call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019

	2018 ANNO	2019 I TRIMESTRE
Accessibilità al Servizio (AS) %	100%	99,9%
Tempo Medio di Attesa (TMA) sec.	131	153
Livello di Servizio (LS) %	95,9%	95,1

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

TAV. 9.6 Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019

	2018 ANNO	2019 I TRIMESTRE
Buono	83,8%	84,6%
Sufficiente	11,7%	11,0%
Negativo	4,5%	4,4%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione	54,2%	54,4%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	88%	88,3%

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I risultati dell'indagine di *customer satisfaction* (tavola 9.6), legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica della Presidenza del Consiglio dei ministri, per l'anno 2018 indicano che i clienti che si sono rivolti al call center dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'83,8% dei casi, sufficiente nel 11,7% dei casi e non soddisfacente nel 4,5% dei casi (valutazioni espresse dal 54,2% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio).

I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa.

Richieste scritte di informazione

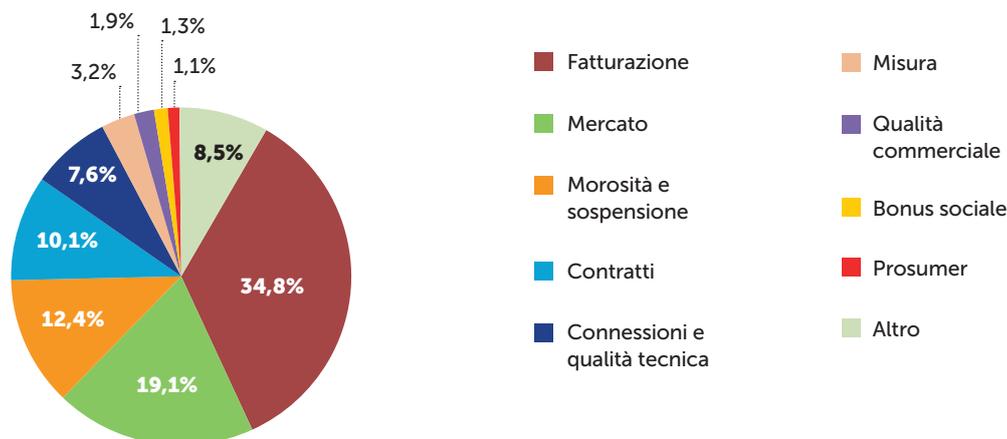
Il *contact center* dello Sportello, nel corso del 2018, ha ricevuto 6.595 richieste di informazione scritte per i settori energetici, di cui 1.743 (11,3%) classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie e necessitanti di informazioni preliminari in merito alla regolazione applicabile, nonché dell'indicazione degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili in mancanza di un accordo negoziale con il fornitore. Lo Sportello ha ricevuto altresì 3.884 reclami di secondo livello, per i quali ha provveduto a informare il cliente

in merito agli strumenti conciliativi previsti al secondo livello del sistema di tutele e utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione o altri organismi di conciliazione.

In totale, i clienti reindirizzati al Servizio conciliazione o ad altra procedura conciliativa, direttamente o indirettamente, sono stati 5.627 (nel 2017 erano stati 7.524).

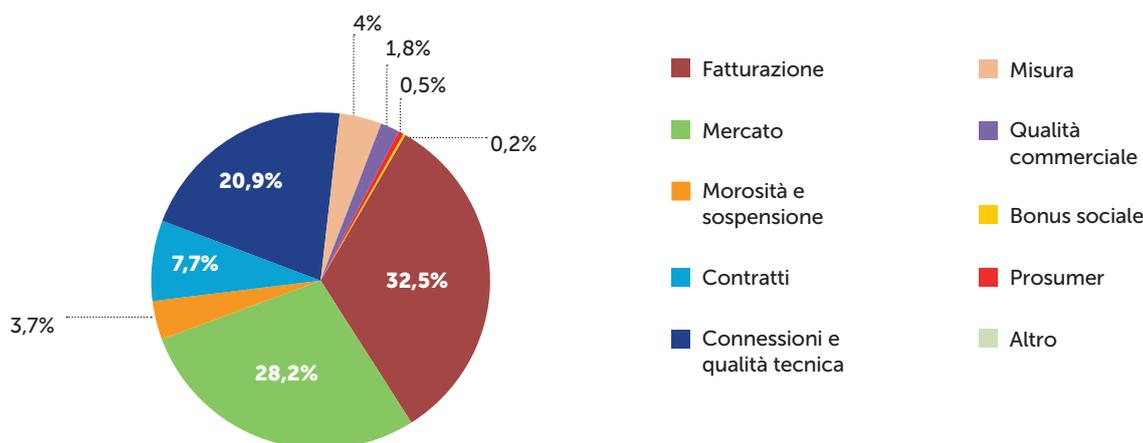
Il 34,8% delle 4.852 richieste di informazione semplici relative al servizio elettrico e gas (figura 9.2) ha avuto a tema la fatturazione e, in particolare, il sub argomento "consumi stimati errati"; il 19,1% ha riguardato l'argomento "mercato" e, nello specifico, sono state oggetto di interesse da parte dei clienti finali le tematiche relative ai "presunti contratti non richiesti" e allo "switching". Infine, il 12,4% delle richieste di informazione semplici ha riguardato l'argomento "morosità e sospensione", mentre, per l'argomento "contratti" (10,1%), le richieste di informazione si sono concentrate sui temi della voltura e dei subentri e sul recesso.

FIG. 9.2 Principali argomenti richieste di informazione semplici gestite dallo Sportello, settori energetici - 2018



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

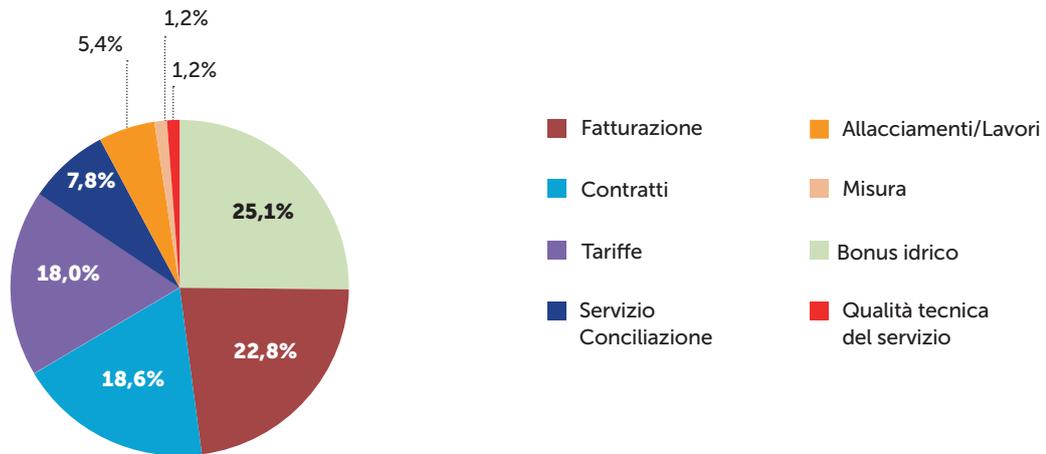
FIG. 9.3 Principali argomenti richieste di informazione complesse gestite dallo Sportello, settori energetici - 2018



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Per quanto riguarda le richieste di informazione complesse (figura 9.3) va sottolineato che, per la maggior parte, esse sono concentrate su tre sole voci: "fatturazione" (32,5%), "mercato" (28,2%) e "connessioni e qualità tecnica" (20,9%), con una articolazione dunque non perfettamente speculare a quella delle richieste di informazione semplici.

Per quanto riguarda le 167 richieste di informazione pervenute allo Sportello su temi idrici (da 1 marzo 2018), gli argomenti hanno riguardato (figura 9.4): il bonus idrico (25,1% dei casi), la fatturazione (22,8%), i contratti (18,6%), le tariffe (18%), la modalità di accesso al Servizio conciliazione (7,8%), oltre alle richieste di allaccio o lavori (5,4%), la misura (1,2%) e la qualità tecnica del servizio (1,2%).

FIG. 9.4 Principali argomenti richieste di informazione gestite dallo Sportello, settore idrico - 2018

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel primo trimestre 2019, sono pervenute allo Sportello 2.700 richieste di informazione, di cui 2.557 semplici e 143 complesse. Nel 98,1% tali richieste sono riferite ai settori elettrico e/o gas. Nello specifico, per le richieste di informazioni semplici, gli argomenti principali restano, per l'elettrico e il gas, fatturazione (28,3%), mercato (22,8%) e connessioni e qualità tecnica (13,9%), mentre nelle richieste di informazioni complesse acquisisce maggiore rilevanza la voce "contratti" (33,5%). Le 51 richieste di informazioni relative al settore idrico hanno riguardato prevalentemente "contratti", "bonus" e "fatturazione".

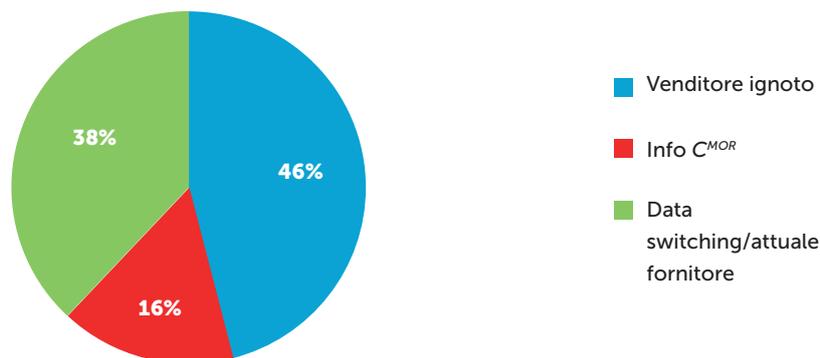
Procedure speciali informative

Le procedure speciali informative hanno trovato applicazione a partire dall'1 gennaio 2017 nei settori energetici per specifiche fattispecie, individuate dall'Autorità, contraddistinte da informazioni codificate in banche dati centralizzate, come il Sistema informativo integrato (SII) o il Sistema indennitario (SIND,) e da regole "ad applicazione automatica". In virtù di tali caratteristiche, lo Sportello, sulla base della documentazione inviata dal

cliente finale e dell'accesso alle banche dati sopra citate, può fornire l'informazione richiesta.

Le richieste di attivazione di procedure speciali informative, nel 2018, sono ammontate a 20.159, in notevole aumento (+ 77%) rispetto al 2017. La ripartizione settoriale è in linea con quella dell'anno precedente: il 76% di richieste ha infatti riguardato il settore elettrico, il 18% il gas e il 6% entrambi i settori.

Come emerge dalla figura 9.5, nel 46% dei casi (45% nel 2017) è stata attivata la procedura relativa al venditore ignoto, che prevede un supporto dello Sportello nell'identificazione dell'esercente titolare del POD/PDR interessato in caso di voltura; il 38% (28% nel 2017) afferisce alle richieste in merito alla controparte commerciale corrente e alla data di *switching*; il 16% (27% nel 2017), infine, riguarda le richieste, per il solo settore elettrico, volte a individuare il venditore che ha richiesto l'applicazione del C^{MOR} . Guardando alle singole tipologie, si è assistito, da un anno all'altro, a un incremento del 138% nella numerosità delle richieste relative alla controparte commerciale e dell'82% rispetto al venditore ignoto.

FIG. 9.5 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello - 2018

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

TAV. 9.7 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative - 2018

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (**)
Venditore ignoto	10	5
Info C ^{MOR}	10	5
Data switching/fornitore attuale (corrente)	5	4

(*) Livelli di servizio ex Tabella 1 Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Le procedure speciali informative non richiedono una interazione con gli operatori. I tempi di risposta alle relative richieste da parte dello Sportello sono illustrati nella tavola 9.7. Confrontando livelli di servizio e giorni lavorativi effettivi impiegati per la risposta, nel 2018 si assiste a un miglioramento delle tempistiche relative alla procedura sul venditore ignoto (3 giorni in meno rispetto al 2017).

Nel primo trimestre 2019, i clienti finali di energia elettrica e gas hanno presentato allo Sportello 6.895 richieste di

attivazione di procedure speciali informative. Rispetto alle rilevazioni del 2018, si assiste a un incremento di 7 punti percentuali delle richieste volte a conoscere la data di switching e il nominativo dell'attuale fornitore (45%) e a una diminuzione di 6 punti percentuali per quelle in tema C^{MOR} (10%). Le richieste relative alla procedura "venditore ignoto" si attestano al 45%, in sostanziale continuità con il dato annuale. I tempi effettivi di lavorazione da parte dello Sportello sono confermati.

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Con la delibera 355/2018/R/com, preceduta dal documento per la consultazione 199/2018/R/com, l'Autorità ha formulato alcuni chiarimenti applicativi ed effettuato specifici interventi per l'efficientamento e l'armonizzazione del TICO e, conseguentemente, dell'Allegato A alla delibera 55/2018/E/idr (disciplina transitoria per il settore idrico), con riferimento alla disciplina del Servizio conciliazione. Tali chiarimenti e interventi hanno avuto natura sia settoriale che trasversale. Gli interventi di efficientamento hanno, fra l'altro, riguardato:

- l'esclusione dall'ambito di applicazione del TICO del cliente finale multisito (che ha stipulato un contratto di fornitura che prevede la consegna dell'energia elettrica/gas in più punti di prelievo/riconsegna) con almeno un punto di prelievo o riconsegna non connesso in bassa tensione, media tensione o bassa pressione;
- per i settori dell'energia elettrica e del gas, la riduzione del termine minimo per presentare la domanda di conciliazione a 40 giorni dall'invio del reclamo all'operatore (in caso di mancata risposta) e l'abrogazione del termine lungo di un anno dall'invio medesimo;
- sempre nei settori energetici, l'ulteriore efficientamento del meccanismo di convocazione del distributore in conciliazione, mediante la previsione di un termine di 10 giorni dal primo incontro per il venditore per richiedere tale convocazione (la richiesta di convocazione del distributore può comunque essere effettuata anche nel corso del primo incontro), la facoltà di formulare preventivamente quesiti specifici e la possibilità per il distributore convocato come ausilio tecnico, in accordo con la parte attivante, di sottoscrivere l'accordo assumendo specifici obblighi;
- limitatamente ai settori energetici, l'applicazione della disciplina abbreviata (fissazione del primo incontro entro 15 giorni dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di 5 giorni dalla medesima, e rinvio non consentito) anche per i casi in cui il cliente, a valle di un reclamo scritto, abbia ricevuto comunicazione del venditore di costituzione in mora contenente il termine decorso il quale, in costanza di mora, sarà inviata all'impresa distributrice la richiesta di sospensione della fornitura, previa eventuale riduzione della potenza

disponibile;

- per i settori dell'energia e idrico, la possibilità per le parti di richiedere un rinvio dell'incontro nel corso dell'intera procedura, entro i due giorni antecedenti alla data dell'incontro medesimo, estendendo, dunque, tale facoltà anche agli incontri diversi dal primo;
- per il settore idrico, l'inserimento nella disciplina transitoria di un termine di 5 giorni precedenti alla data dell'incontro per la comunicazione di mancata adesione alla procedura da parte del gestore (la mancata comunicazione equivale a rifiuto); in questi casi, il Servizio conciliazione redige il verbale di archiviazione della procedura e lo trasmette all'utente finale.

Gli interventi di cui sopra sono efficaci dall'1 gennaio 2019, a eccezione della misura relativa ai 5 giorni per la comunicazione dell'adesione alla procedura da parte del gestore idrico, in vigore dall'1 luglio 2018.

I principali chiarimenti applicativi hanno, invece, riguardato:

- gli allegati alla domanda di conciliazione presentata dinanzi al Servizio, fra i quali è stata contemplata anche, in alternativa alla copia del reclamo scritto, la copia del rinvio in conciliazione disposto in sede giudiziale;
- la possibilità per l'attivante di rinunciare all'esperienza del tentativo in qualunque momento della procedura, ferma restando la tempestività della comunicazione di tale rinuncia al Servizio conciliazione;
- riguardo alla disciplina transitoria per il settore idrico, la specificazione delle definizioni di utente finale e gestore, in linea, rispettivamente, con le definizioni contenute nella RQT¹ e nella RQSII², nonché l'esclusione, dall'ambito di applicazione di tale disciplina, delle controversie relative al bonus sociale idrico, fatti salvi eventuali profili risarcitori, analogamente a quanto previsto per i settori energetici.

I chiarimenti e gli interventi sopra citati, nonché l'estensione da luglio 2018 della procedura al settore idrico, hanno comportato un aggiornamento del sito internet del Servizio conciliazione (conciliazione.arera.it) e delle pagine informative sul Servizio medesimo presenti nel sito internet dell'Autorità. In particolare, sono state aggiornate le FAQ (domande e risposte più frequenti) sulla procedura,

1 *Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono.*

2 *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono.*

anche in inglese, e le guide per l'utilizzo della piattaforma a beneficio degli attivanti ed è stata introdotta, nel sito del Servizio, una sezione dedicata agli operatori e ai gestori per l'abilitazione alla piattaforma medesima e la partecipazione agli incontri. Nella pagina dedicata del sito internet dell'Autorità è anche pubblicata la Relazione Annuale 2018 del Servizio conciliazione, quale organismo ADR ai sensi del Codice del consumo, iscritto alla Piattaforma ODR della Commissione europea³. Tale Relazione, tradotta in inglese, è stata altresì pubblicata nel sito internet del NEON, il network di *Ombudsmen* e organismi ADR che operano in Paesi UE nei settori energetici, al quale l'Autorità aderisce dal 2016 in qualità di titolare del Servizio conciliazione (si veda al Capitolo 1, paragrafo "Adesione dell'Autorità al NEON - *National Energy Ombudsmen Network*").

Dati e informazioni anno 2018 e I trimestre 2019

Nel 2018 (secondo anno di operatività del TICO), il Servizio conciliazione ha ricevuto 11.034 domande, con un incremento di circa il 4% rispetto alle 10.588 domande ricevute nel 2017. Al riguardo, è opportuno ribadire che, dall'1 luglio 2018, la procedura è utilizzabile anche dagli utenti finali del settore idrico, su base volontaria e in alternativa al reclamo di seconda istanza allo Sportello e a ulteriori eventuali strumenti disponibili a livello locale; nei settori energetici, invece, dall'1 gennaio 2017 il tentativo di conciliazione presso il Servizio (e organismi alternativi individuati dal TICO) è per i clienti finali obbligatorio, ossia il suo svolgimento (con esito negativo) è condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria. Anche la media di domande/giorno, pari a 43,6, è aumentata rispetto alle 42,6 domande/giorno del 2017 (+ 2%). Calcolando l'indice regionale delle domande presentate al Servizio conciliazione, dato dal rapporto fra numero di domande ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per Regione, nel 2018 si registra una maggiore concentrazione dei volumi nel Lazio e nell'Abruzzo (figura 9.6). L'indice risente del diverso grado di copertura territoriale del servizio di distribuzione del gas metano (la Sardegna non è metanizzata).

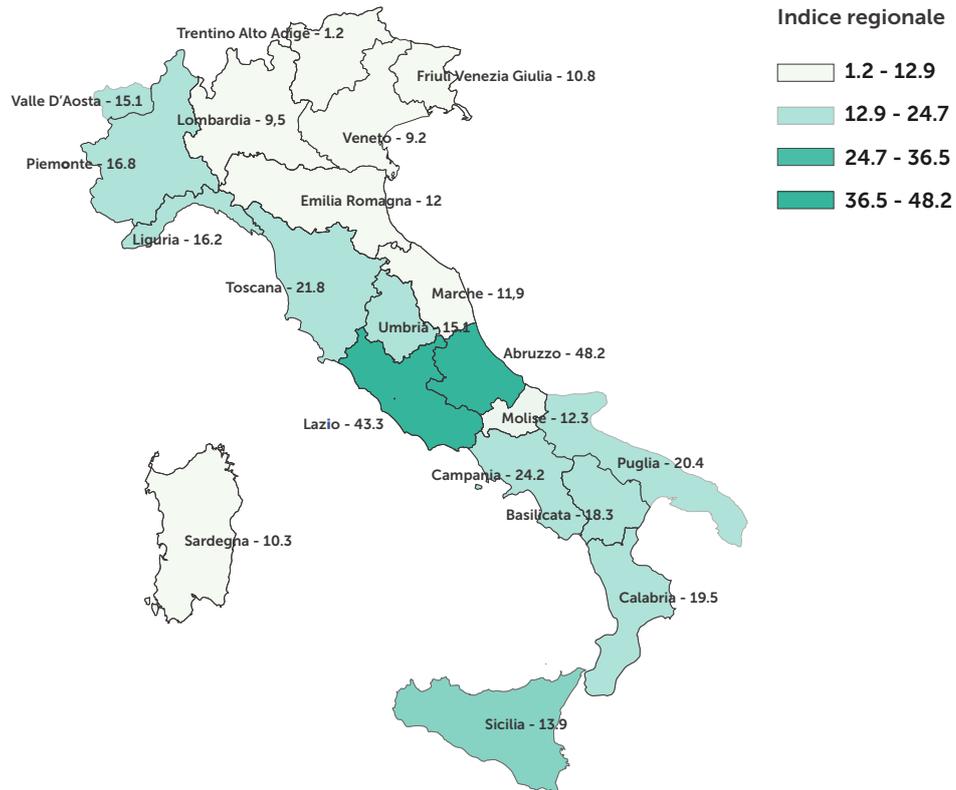
Oltre il 90% delle domande di conciliazione (figura 9.7) è riconducibile ai settori elettrico (6.008, 54,5%) e gas (3.994, 36%). La restante quota è ripartita fra *dual fuel* (643, 6%), idrico (329,3%), con una netta prevalenza delle controversie relative al servizio di acquedotto e solo 12 domande equamente ripartite fra idrico (fognatura e depurazione, 3%) e *prosumer* (60, 0,5%).

In merito alla tipologia di attivante (figura 9.8), occorre premettere che, a seguito dell'ulteriore efficientamento del modulo web di domanda, è stato possibile ricavare informazioni più dettagliate riguardo ai delegati delle persone giuridiche che accedono al Servizio conciliazione. Rispetto al 2017, dunque, nel 2018, relativamente a tutti i settori, è stato possibile apprezzare un incremento di 11 punti percentuali del peso dell'accesso diretto (ossia senza l'ausilio di un delegato) dei clienti o utenti finali (ivi inclusi i non domestici che agiscono mediante rappresentanti interni all'azienda e i condomini rappresentati dagli amministratori), ai quali è riconducibile il 36% delle domande totali. Il 62% di tali domande riguarda clienti finali domestici, il 35% rappresentanti delle PMI e circa il 3% gli amministratori di condominio.

Nel 64% dei casi (in diminuzione di 11 punti percentuali rispetto al 2017, specularmente all'incremento degli accessi diretti), i clienti o utenti finali accedono al Servizio mediante un delegato, che presenta la domanda *online* e svolge la procedura, con potere di firma dell'eventuale accordo. In particolare, il 35% delle domande totali è stato presentato da delegati (di questi, il 52% sono avvocati e il 37% persone fisiche non identificabili con figure professionali) diversi dalle associazioni dei consumatori CNCU, alle quali è, invece, riconducibile il restante 29% di accessi alla procedura. Il 16% circa di domande presentate dalle associazioni dei consumatori ha riguardato piccoli clienti o utenti non domestici: in tali casi, non è riconosciuto il contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dall'Autorità, previsto per le attività di assistenza e rappresentanza dei soli consumatori nell'ipotesi di procedura conciliativa conclusa con accordo. Anche lo scorso anno, infine, il contributo delle associazioni delle piccole e medie imprese non è stato significativo: solo 4 domande presentate.

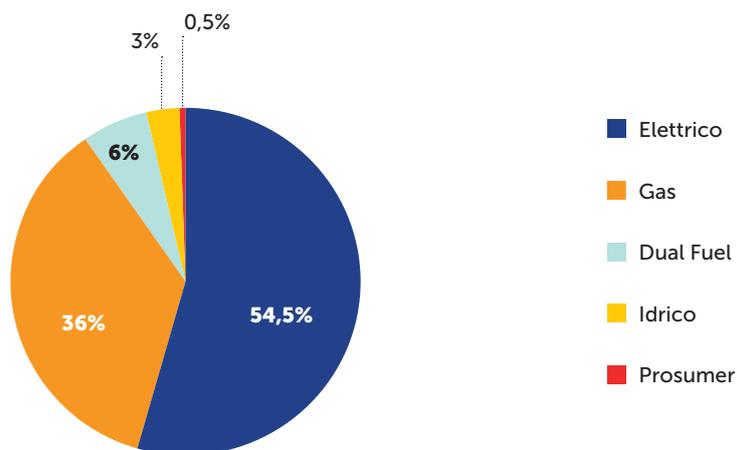
³ Per le controversie tra imprese e consumatori originate dai contratti di beni e servizi stipulati *online*.

FIG. 9.6 *Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione - 2018*



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

FIG. 9.7 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore - 2018*



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

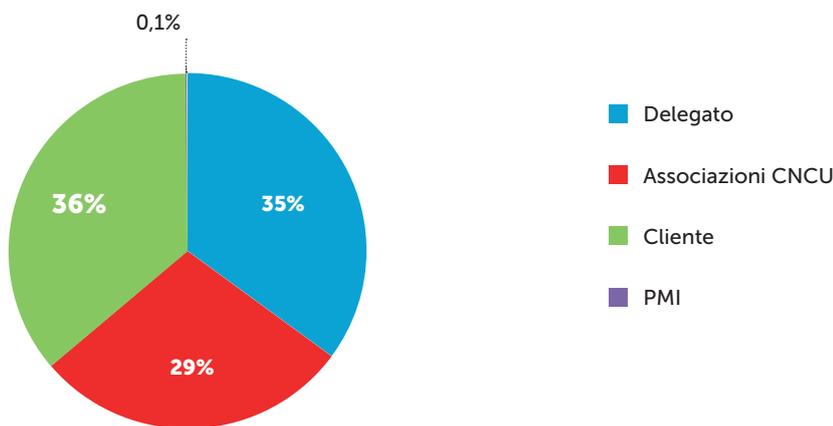
Sulla base di quanto indicato nelle domande di conciliazione dagli attivanti, l'età media del cliente o utente finale che nel 2018 ha presentato la domanda in prima persona è di 56 anni. Guardando, invece, al rapporto fra delegante e delegato, l'età media del primo è di 58 anni, a fronte dei 43 anni del secondo.

Il Servizio conciliazione ha gestito controversie afferenti principalmente a utenze domestiche (73%, in ribasso di 3 punti percentuali rispetto al 2017), mentre a quelle non domestiche è riconducibile il restante 27% delle domande (figura 9.9). Analizzando questi dati in relazione al settore, emerge che la forbice fra le due tipologie di utenza si assottiglia nel settore elettrico (nel quale il domestico

prevale con il 59,5% di domande), mentre nel gas e nel *dual fuel* è più marcata (rispettivamente, il 90% e l'86% di domande riguarda i domestici). Per il settore idrico, sulle 329 domande del 2018, il 78% ha riguardato utenze domestiche.

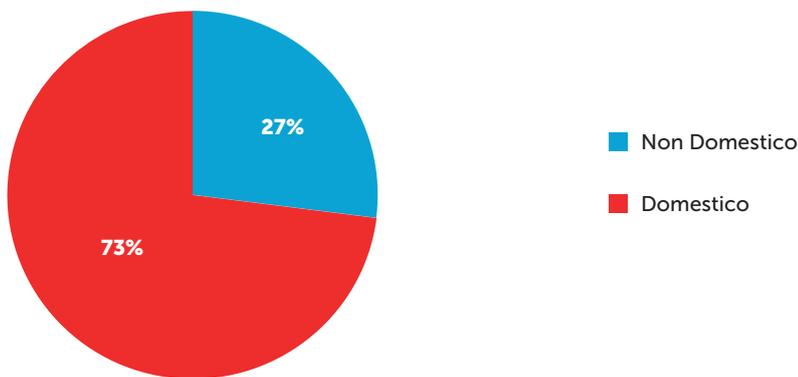
Riguardo agli argomenti delle controversie, per ciascun settore sono previste voci differenti nel modulo web di domanda di conciliazione del Servizio⁴. Come si evince dalle figure 9.10 e 9.11, gli argomenti più interessati dalle 10.705 domande di conciliazione presentate al Servizio per i settori energetici sono la fatturazione (52%, contro il 58% del 2017), il risarcimento danni e i contratti (12% ciascuno, entrambi in aumento di 2 punti percentuali rispetto al 2017); nelle 329 domande del settore idrico, la fatturazione si conferma

FIG. 9.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante - 2018



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

FIG. 9.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale - 2018

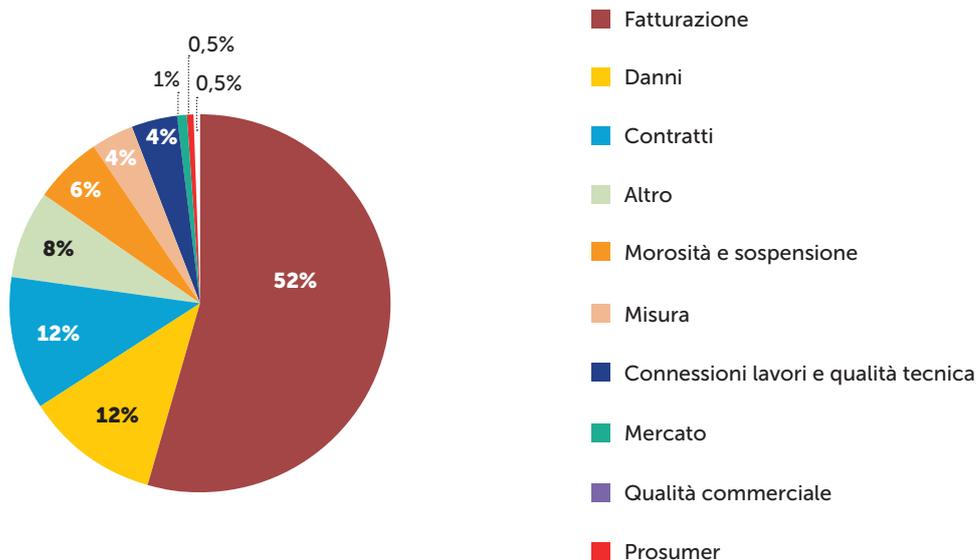


Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

al primo posto (60%), seguita da morosità e sospensione (8%), contratti e misura (5% ciascuno). Guardando ai singoli settori dell'energia, le percentuali variano: nell'elettrico, per esempio, la fatturazione si attesta attorno al 44% e i danni al 20% circa; nel gas, invece, la fatturazione riguarda il 63%

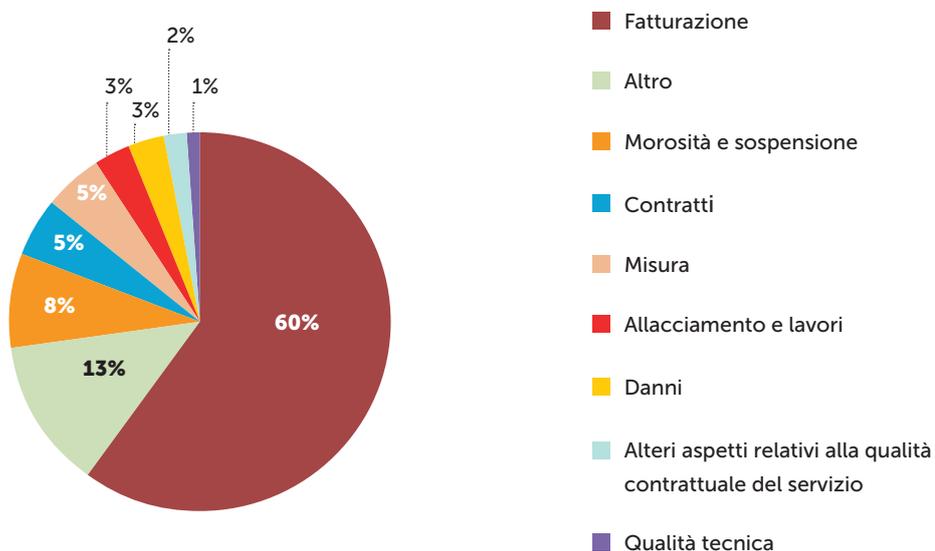
di domande; nel *dual fuel*, la voce relativa ai contratti è stata selezionata in oltre il 23% delle domande; per i *prosumer*, infine, il 23% circa di domande ha riguardato le peculiari tematiche dello scambio sul posto e ritiro dedicato.

FIG. 9.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici - 2018



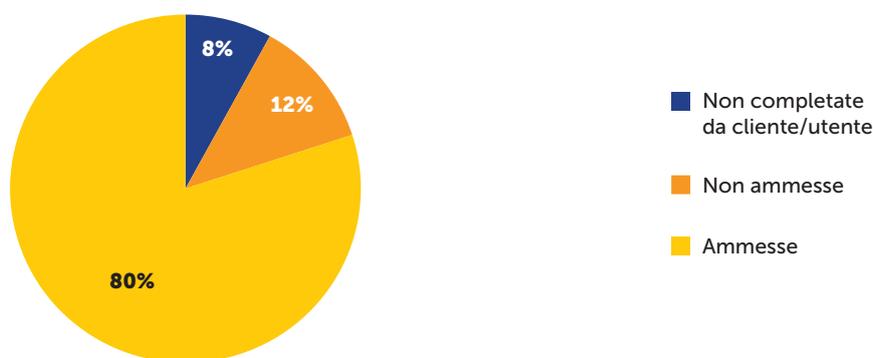
Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

FIG. 9.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico - 2018



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

4 Per le controversie sull'energia, per esempio, la sezione della modulistica relativa agli argomenti è stata coordinata con la tabella 5 del TIQV in tema di classificazione di primo e secondo livello dei reclami e delle richieste di informazione.

FIG. 9.12 Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione - 2018

Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

In sostanziale continuità con quanto rilevato nel 2017, nel 2018 il valore della controversia azionata dinanzi al Servizio conciliazione è stato indicato dagli attivanti, considerando tutti i settori, nel 50% dei casi: uno su due presentava un valore non superiore ai 1.000 euro, l'82% non ha superato i 5.000 euro⁵.

La figura 9.12 illustra l'andamento complessivo delle 11.034 domande di conciliazione presentate al Servizio dell'Autorità per i settori dell'energia e idrico. Si evidenzia un incremento, da un anno all'altro, di 4 punti percentuali delle domande ammesse alla procedura (80%), che si allinea con analoghi valori fatti registrare in regime di volontarietà del tentativo ante 1 gennaio 2017. Con riferimento alle domande non ammesse (20%), i casi di mancato completamento della domanda da parte dell'attivante corrispondono al 41%; il restante 59% è dovuto, in un caso su due, all'esito negativo della verifica documentale condotta dal Servizio sulla domanda (utilizzo di un modulo errato, domanda non regolarizzabile perché, per esempio, il cliente non era titolare della fornitura, ecc.). Anche nel 2018, è possibile analizzare le *performance* relative alla singola tipologia di attivante rispetto alle domande presentate da ciascuna categoria: in particolare, i clienti o utenti che agiscono senza delegati fanno registrare un 28% di domande non ammesse (nel dettaglio, il dato oscilla dal 31% degli amministratori di condominio al 28% del cliente domestico, passando per il 27% dei rappresentanti delle PMI); le associazioni dei consumatori CNCU si fermano

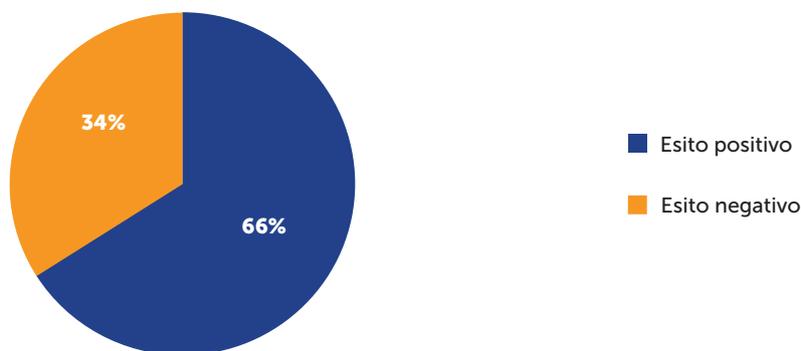
all'11% di domande non ammesse; fra gli altri delegati (che si attestano al 20% di non ammesse), gli avvocati e le persone fisiche non identificabili con figure professionali presentano un tasso di inammissibilità, rispettivamente, del 19% e del 22%.

L'ammissibilità della domanda genera la convocazione dell'operatore o del gestore controparte all'incontro, fissato dal Servizio conciliazione nel termine massimo di 30 giorni dalla data di presentazione della domanda completa (ma non prima di 10 dalla stessa).

L'operatore di energia è obbligato a partecipare agli incontri conciliativi dinanzi al Servizio. Al riguardo, è proseguita l'attività di *enforcement* dell'Autorità derivante dal monitoraggio dei casi di mancato adempimento sistematico dell'obbligo partecipativo, segnalati dal Servizio conciliazione nell'ambito della reportistica inviata all'Autorità ai sensi del TICO e della delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, e che nel 2018 non hanno superato l'1% delle domande in ingresso al Servizio (in linea con il dato 2017). In particolare, a seguito dell'inoltro di specifici solleciti, per il periodo 1 gennaio 2017 - 30 settembre 2017 e per il periodo 1 ottobre 2017 - 8 agosto 2018, con le delibere, rispettivamente, 7 giugno 2018, 316/2018/E/com, e 23 ottobre 2018, 523/2018/E/com, l'Autorità ha intimato o raccomandato l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure dinanzi al Servizio conciliazione a un totale di 18 operatori di energia, previa abilitazione, qualora non già effettuata, alla piattaforma telematica. L'eventuale

⁵ Soglia degli *small claims* ex Regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i..

FIG. 9.13 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione - 2018*



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

perdurante inadempimento con riferimento agli incontri convocati a seguito del ricevimento dei provvedimenti di intimazione è oggetto di specifico monitoraggio e può comportare l'avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazione del suddetto obbligo partecipativo (come già accaduto per un operatore con determina 30 marzo 2018, 25/2018/com - DSAI).

Qualora la controparte dell'attivante sia un venditore di energia, questi può richiedere la convocazione in conciliazione del distributore in qualità di ausilio tecnico, se ritenuto necessario ai fini della soluzione della problematica del cliente finale. Nel 2018, tale facoltà è stata esercitata nel 47% dei casi (in aumento di 8 punti percentuali rispetto al 2017), determinando la chiusura con accordo fra le parti (cliente finale e venditore) di una quota pari al 66% delle relative procedure.

Il gestore del settore idrico, invece, sulla base della disciplina transitoria, ha la facoltà di aderire alle procedure convocate dinanzi al Servizio: i casi di mancata adesione nel 2018 ammontano a circa il 36% delle domande ammesse per tale settore.

Ciò premesso, complessivamente, nel 2018, il Servizio conciliazione, al netto delle procedure rinunciate (pari a circa l'1% delle domande ammesse), ha fatto registrare un tasso di accordo su procedure concluse pari al 66%, in leggera diminuzione rispetto al 2017 (figura 9.13). Per concludere una procedura, le parti hanno impiegato in media 53 giorni solari (8 giorni in più rispetto al dato medio del 2017), con un minimo di 6 giorni (un caso di procedura abbreviata). Gli accordi, in particolare, sono stati raggiunti in una media

di 55 giorni solari. Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, nell'elettrico il 60% ha fatto registrare un accordo fra le parti. Tale ultima percentuale aumenta per tutti gli altri settori: nel gas si attesta al 73%, per il *dual fuel* è pari al 75%, nell'idrico raggiunge il 78%, mentre per i *prosumer* è il 66%. Nei settori energetici, si ricorda, il verbale di accordo ha valore di titolo esecutivo (l'eventuale inadempimento di quanto pattuito può esser fatto valere dalle parti dinanzi al giudice competente); nel settore idrico, invece, nella vigenza della disciplina transitoria, ha valore di contratto con effetti transattivi ai sensi dell'articolo 1965 del codice civile.

Analizzando, invece, il dato relativo agli esiti delle procedure per tipologia di attivante, nel 2018 il tasso di accordo su procedure concluse dalle associazioni dei consumatori CNCU si conferma pari all'81%. Diminuisce, invece, l'analoga percentuale relativa ai clienti o utenti che agiscono senza delegati (62% contro il 72% del 2017): guardando alle singole tipologie di clienti o utenti diretti, il cliente domestico fa registrare il 72% di accordi, gli amministratori di condominio si attestano al 60%, mentre il rappresentante di una PMI non va oltre il 53%. Per quanto concerne i delegati diversi dalle associazioni CNCU, il dato complessivo fa registrare un 56% di accordi su procedure concluse; prendendo i soli avvocati, la percentuale si riduce al 51%, mentre le persone fisiche non identificabili con figure professionali si attestano al 57% di accordi.

Il valore della *compensation* relativa alle procedure attivate nel 2018 e concluse con accordo è pari a oltre 5,6 milioni di euro: si tratta della somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato 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 che hanno sottoscritto un accordo dinanzi al Servizio conciliazione.

Infine e sempre per il 2018, il 94% degli attivanti che ha compilato il questionario di gradimento al termine della procedura si è dichiarato soddisfatto del Servizio conciliazione. In particolare, in una scala da 1 a 5, dove 1 sta per "per nulla soddisfatto" e 5 per "molto soddisfatto", fra i vari aspetti oggetto di valutazione, i conciliatori hanno fatto registrare il maggior gradimento (72% fra "molto soddisfatto" e "abbastanza soddisfatto"). Si ricorda, in proposito, che i conciliatori del Servizio (49 al 31 marzo 2019) sono formati in mediazione e nei settori dell'energia e idrico e aiutano le parti a raggiungere un accordo in posizione di totale terzietà, guidandole a un uso corretto del Servizio.

Nel primo trimestre 2019, il Servizio conciliazione ha ricevuto 3.476 domande, di cui oltre la metà riguardanti il settore elettrico (54%). Le controversie relative al settore gas, invece, si attestano al 32% del totale delle domande, mentre il 5% riguarda clienti *dual fuel* e l'1% i *prosumer*. L'8% delle domande (in aumento di 5 punti percentuali rispetto alla rilevazione del secondo semestre 2018) ha interessato il settore idrico. Si conferma la ripartizione percentuale della tipologia di cliente o utente titolare della fornitura coinvolta nella controversia (73% domestico, 27%

non domestico). Riguardo ai soggetti che accedono alla procedura registrandosi alla relativa piattaforma *online*, nei primi tre mesi del 2019 si assiste a un incremento di 6 punti percentuali (41%) del canale dei delegati diversi dalle associazioni dei consumatori; queste ultime, invece, confermano, nella sostanza, quanto fatto registrare nel 2018, attestandosi al 28% degli accessi. In ribasso di 5 punti percentuali, infine, la quota di clienti o utenti che accedono alla procedura senza l'ausilio di un delegato (31%).

Guardando agli argomenti delle controversie, nei settori dell'energia si conferma in sostanza la "top 3" del 2018, sia nominalmente che per valori percentuali: 51% per la fatturazione, 12% ciascuno per contratti e danni. Nell'idrico, invece, si assiste a un incremento della fatturazione di 11 punti percentuali al 71%, cui seguono la misura (9%) e contratti e danni, entrambi al 5%. Anche il tasso di ammissibilità complessivo è in linea con quello registrato in tutto il 2018 (80%).

Sul totale delle domande in ingresso, si assiste, rispetto al 2018, a una inversione delle percentuali relative a quelle non ammesse: il 12% è imputabile al mancato completamento da parte dell'attivante, l'8% ad altre ragioni. Sostanzialmente stabile, per l'energia, la percentuale di convocazioni del distributore quale ausilio tecnico (46%). Riguardo al settore idrico, invece, sul totale delle domande ammesse, la quota relativa alla mancata adesione dei gestori alle procedure si riduce di ben 16 punti percentuali, attestandosi al 20%.

Infine, il tasso di accordo complessivo, su procedure avviate e concluse nel primo trimestre 2019, è pari al 66%, in linea con il 2018. Il tempo medio impiegato dalle parti per raggiungere l'accordo nei primi tre mesi del 2019 è stato pari a 35 giorni solari.

Procedure speciali risolutive

A seguito della richiesta di attivazione di una procedura speciale risolutiva, lo Sportello, sulla base della sola documentazione ricevuta dall'attivante e delle informazioni codificate in banche dati centralizzate, è in grado di determinare l'esito della controversia, facendo venir meno la necessità per il cliente finale di esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione per l'eventuale e successiva azione giudiziale della pretesa. Le procedure speciali risolutive, che implicano una interazione con gli operatori solo in relazione alla fase degli adempimenti che conseguono alla risoluzione della controversia, nel

2018, fanno registrare 7.247 richieste di attivazione (in diminuzione del 15% rispetto al 2017).

Dalla successiva figura 9.14 è possibile ricavare, anche nel 2018, la prevalenza delle richieste relative alle pratiche bonus (87%, + 6 punti percentuali rispetto al 2017) e la ripartizione del restante 13% nel modo che segue: 9% per i casi *C^{MOR}* (verifica dei presupposti per il suo annullamento, procedura "*C^{MOR} bis*"), 2% ciascuno per la procedura ripristinatoria volontaria regolata dal TIRV⁶ (in ribasso di 6 punti percentuali rispetto al 2017) e la doppia fatturazione. Si conferma, infine, lo scarso utilizzo della procedura

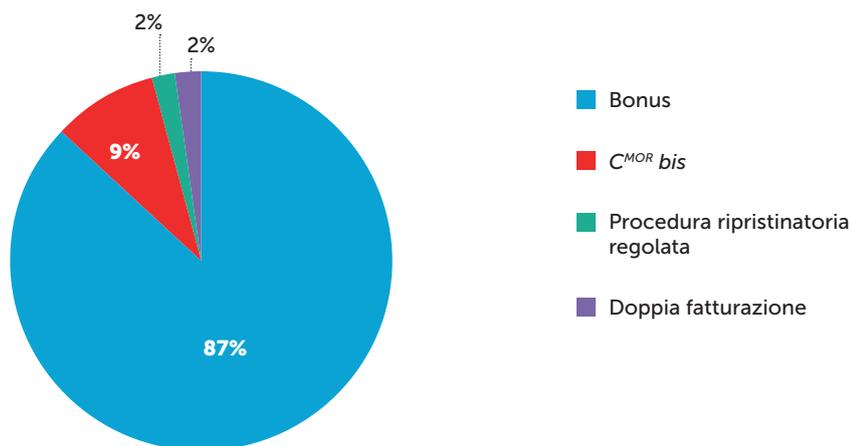
speciale relativa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione (5 casi). Relativamente alle singole procedure, da un anno all'altro le variazioni più significative in termini di volumi di richieste in ingresso hanno riguardato la procedura ripristinatoria volontaria (-81%) e quella sul bonus (-10%). Oltre il 50% delle complessive richieste in argomento afferisce al settore gas, il 41% all'elettrico e il 9% a entrambi i settori.

Sempre con riferimento alle procedure speciali risolutive, nel 2018 lo Sportello ha registrato 98 casi di risposta tardiva (56% nel settore gas), pari all'1,3% delle richieste complessive, in diminuzione del 29% rispetto al 2017. Il 95% delle risposte tardive ha riguardato la procedura speciale sul bonus. Sono stati altresì rilevati 2 casi di risposta non conforme alla regolazione applicabile e 7 casi di mancata risposta (31 in meno rispetto al 2017), tutti concentrati nella procedura "C^{MOR} bis" per il settore elettrico. Al riguardo, si segnala che in 6 casi la problematica è stata comunque risolta extra time (cinque per adempimento dell'operatore relativo allo storno o alla rettifica della fatturazione in una data successiva rispetto a quanto previsto dalla regolazione; uno per riscontro tardivo allo Sportello). L'unico caso di formale inadempimento è stato segnalato all'Autorità per

gli eventuali seguiti di competenza.

I tempi di risposta alle richieste connesse alle procedure speciali risolutive, per lo Sportello, per gli operatori e complessivi, sono indicati nella successiva tavola 9.8. Si registra, in particolare, rispetto all'anno precedente, una lieve riduzione delle tempistiche effettive impiegate sia dallo Sportello per le procedure bonus, sia dagli operatori per la procedura sulla doppia fatturazione.

FIG. 9.14 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello - 2018



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

6 Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (delibera 6 aprile, 228/2017/R/com).

TAV. 9.8 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative - 2018.

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	6	20	12	18
Procedura ripristinatoria volontaria	10	5	-	-	5
Doppia fatturazione	10	5	10	10	15
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	10	16

(*) Livelli di servizio ex Tabella 1, Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex Appendice 2, Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel primo trimestre 2019, sono pervenute allo Sportello 2.397 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, per il 91% dei casi afferenti al tema bonus (in aumento di 4 punti percentuali rispetto al 2018). Il restante 9% è così ripartito: 6% *C^{MOR}*, 2% doppia fatturazione e 1% procedura ripristinatoria volontaria. Ammontano a 4 le richieste relative alla mancata erogazione dell'indennizzo. Sul piano delle tempistiche effettive per la gestione delle richieste da parte dello Sportello, nel primo trimestre

2019 si registra, in particolare, una riduzione di giorni lavorativi effettivi per le richieste in tema bonus (5 giorni). Sul versante operatori, invece, si assiste a un incremento dei giorni lavorativi effettivi impiegati per rispondere alle richieste sul bonus (14 giorni) e a quelle in tema di doppia fatturazione (13 giorni), in quest'ultimo caso oltre i tempi massimi previsti dalla regolazione. Lo Sportello, infine, ha comunicato un solo caso di risposta non pervenuta in tema di bonus elettrico.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

L'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-*decies* del Codice del consumo, con delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ha istituito l'Elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, le procedure ADR ai sensi del Titolo II-*bis* della Parte V del Codice del consumo, disciplinando, nell'Allegato A, il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco (di seguito: Disciplina).

Al 31 marzo 2019, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, 16 organismi ADR (tavola 9.9). Di questi 16, 7 sono di conciliazione paritetica settoriali, basati su appositi Protocolli di intesa tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, e 9 trasversali, in possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina, 8 dei quali 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 16 gli organismi ADR in questione sono competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas, 10 risultano iscritti anche per il settore idrico e 1 ai settori energetici e idrico si aggiunge competenza anche per il teleriscaldamento e teleraffrescamento. 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 della stessa Commissione europea.

Nel 2018 con apposite delibere dell'Autorità sono stati aggiunti in Elenco due nuovi organismi (uno di conciliazione paritetica e un organismo trasversale)⁷ ed è stata, altresì, integrata l'iscrizione di tre organismi ADR trasversali, già operativi nei settori elettrico e gas, che hanno attestato la formazione dei propri conciliatori anche nel settore idrico⁸.

7 Delibere dell'Autorità 11 aprile 2018, 231/2018/E/com, e 7 giugno 2018, 315/2018/E/com.

8 Delibere dell'Autorità 15 marzo 2018, 145/2018/E/com, 24 maggio 2018, 295/2018/E/com, e 7 agosto 2018, 438/2018/E/com.

TAV. 9.9 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2019

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 01/07/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni gas e luce Associazioni di consumatori	11/01/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni dei consumatori CNCU	12/02/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	03/03/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (*)	11/03/2016 energia elettrica e gas 16/03/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/03/2016 energia elettrica e gas 31/05/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto Nazionale per la Mediazione e l'Arbitrato Inmediar Organismo di mediazione	03/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR Acea - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
S.P.F. Mediazione - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (*)	12/06/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas 24/05/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
AccademiADR - Organismo di mediazione	03/11/2017 energia elettrica e gas 08/08/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Tota Consulting - Organismo di mediazione (*)	01/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren - Associazioni CNCU	26/02/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.On Energia Associazioni dei consumatori	12/04/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	08/06/2018 energia elettrica e gas

(*) Organismo iscritto in Elenco ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2018 sono, inoltre, emersi due fenomeni: da un lato, l'ampliamento dell'ambito di applicazione soggettivo (clientela o utenza interessata), anche su base territoriale, delle procedure offerte da alcuni organismi ADR di conciliazione paritetica, mediante estensione del protocollo vigente a ulteriori imprese facenti parte del gruppo societario; dall'altro, l'avvio del percorso di trasformazione in ADR di alcuni organismi conciliativi per il settore idrico esistenti a livello locale, anche predisposti dagli enti di governo dell'ambito competenti. Al riguardo, come accennato in premessa, nel corso del 2018 l'Autorità ha fornito supporto ai costituendi organismi, anche alla luce di quanto emerso nei tavoli tecnici istituiti con delibera 55/2018/E/idr.

In tema di monitoraggio del mantenimento del requisito della formazione specialistica⁹ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, alla luce delle specifiche rendicontazioni trasmesse all'Autorità con cadenza semestrale, al 31 dicembre 2018, tutti gli organismi ADR sopra indicati hanno regolarmente attestato la medesima formazione specialistica e/o l'aggiornamento formativo dei propri conciliatori nei settori per cui sono stati iscritti in Elenco.

9 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è, infatti, subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'Organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'Organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento.

Relazioni annuali di attività: principali dati anno 2018

Ai sensi dell'articolo 141-*quater*, comma 2, del Codice del consumo, gli organismi iscritti in Elenco devono rendere disponibili al pubblico, sui propri siti web, su un supporto durevole su richiesta e in altra modalità funzionale al perseguimento delle finalità di trasparenza, le relazioni annuali d'attività, aventi contenuti dettagliati nel comma in argomento. Un analogo obbligo di rendicontazione delle attività, con trasmissione all'autorità competente, è inoltre previsto per ciascun organismo dall'articolo 141-*nonies*, comma 4, ma con cadenza biennale. Poiché i contenuti delle due tipologie di relazione differiscono fra loro in minima parte, l'Autorità ha ritenuto opportuno, in un'ottica di efficienza, efficacia ed economicità, nonché di continuità di monitoraggio, richiedere agli organismi ADR iscritti in Elenco un'unica relazione sull'andamento delle procedure svolte, con cadenza annuale, intendendo in tal modo assolto, in chiave interpretativa, il duplice obbligo di rendicontazione previsto dal Codice del consumo.

Sulla base dei dati e delle informazioni inviate dagli organismi iscritti, con riferimento agli anni 2016 e 2017, illustrati nella *Relazione Annuale 2018*, l'Autorità ha redatto una relazione sullo sviluppo e funzionamento delle procedure gestite da tali organismi, che, in attuazione dell'articolo 141-*decies*, comma 8, del Codice del consumo¹⁰, è stata inviata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea.

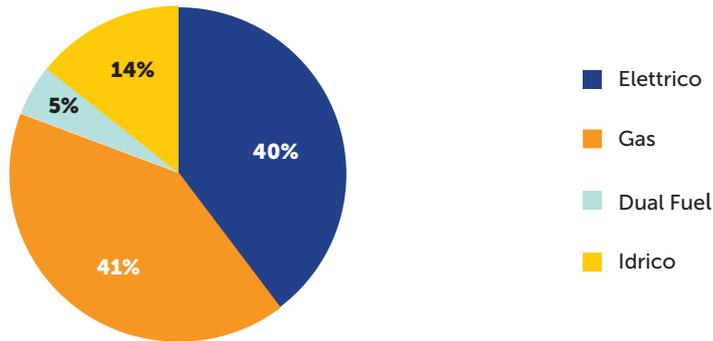
Al fine di garantire una maggiore confrontabilità dei dati e delle informazioni relativi all'andamento delle procedure gestite dagli organismi iscritti in Elenco, nel corso del 2018 l'Autorità ha predisposto e messo a disposizione degli stessi organismi un modello di raccolta dati unico. Esso è stato corredato da apposite sezioni esplicative, sia delle disposizioni del Codice del consumo che della regolazione adottata dall'Autorità, per agevolarne la compilazione. Al riguardo è stato previsto l'inserimento, in via facoltativa per il 2018, di informazioni più dettagliate sulle controversie azionate dinanzi ai medesimi organismi, in linea con le analoghe rilevazioni effettuate per il Servizio conciliazione

dell'Autorità. Nel proporre un modello unico per tutti gli organismi, l'Autorità ha comunque tenuto conto delle differenze esistenti in termini di adempimenti di cui al Codice del consumo, tra organismi ADR di negoziazione paritetica e organismi ADR trasversali, nonché, con riguardo all'evoluzione del quadro regolatorio, fra i singoli settori, consentendo agli organismi di personalizzare alcune sezioni del citato *format* (es. con riguardo agli esiti negativi della procedura diversi dal mancato accordo tra le parti). Per quanto concerne la pubblicazione sul sito web dell'organismo, è stata, invece, confermata la decisione di affidare al singolo organismo la scelta delle relative modalità, purché coerenti con le finalità indicate dal Codice del consumo.

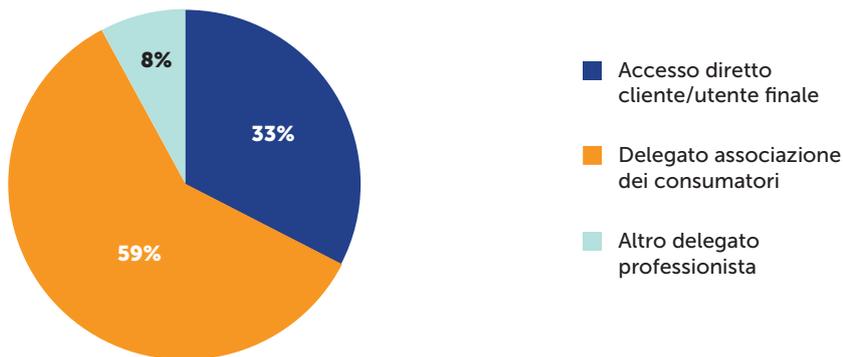
Le informazioni trasmesse dai 16 organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (con l'esclusione del Servizio conciliazione, per il quale si rinvia al precedente paragrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità") fanno emergere una lieve diminuzione complessiva delle domande di conciliazione rispetto al 2017: nel 2018, in particolare, sono diminuite le domande ricevute nei settori energetici (elettrico, gas e *dual fuel*), mentre sono aumentate le domande nel settore idrico. Nello specifico, su un totale di 2.167 domande, 1.856 (contro le 2.072 del 2017) hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel*, e 310 hanno interessato il settore idrico (190 nel 2017) a cui si aggiunge una domanda vertente su problematiche insorte nel settore del teleriscaldamento. Anche nel 2018 (figura 9.15), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il gas (41%), seguito dal settore elettrico (40%).

¹⁰ Entro il 9 luglio 2018 e successivamente ogni quattro anni, il Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, con il contributo delle altre autorità competenti, pubblica e trasmette alla Commissione europea una relazione sullo sviluppo e sul funzionamento di tutti gli organismi ADR stabiliti sul territorio della Repubblica Italiana. In particolare, tale relazione: a) identifica le migliori prassi degli organismi ADR; b) sottolinea le insufficienze, comprovate da statistiche, che ostacolano il funzionamento degli organismi ADR per le controversie sia nazionali che transfrontaliere, se del caso; c) elabora raccomandazioni su come migliorare l'efficacia e l'efficienza del funzionamento degli organismi ADR, se del caso".

¹¹ Campione rappresentato da 15 organismi ADR che hanno compilato l'apposita sezione del *format*.

FIG. 9.15 Domande ricevute per settore 2018 - Organismi ADR

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

FIG. 9.16 Domande ricevute per tipologia attivante 2018 - Organismi ADR

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

L'88% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica, con una prevalenza di domande nei settori energetici, in particolare gas ed elettrico (86%, di cui 44% nel settore gas, 36% nel settore elettrico e 6% nel *dual fuel*), oltre alla citata domanda pervenuta nel settore del teleriscaldamento.

Per quanto riguarda la tipologia di attivante, il dato complessivo¹¹ evidenzia che, nel 59% dei casi, il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori, come si evince dalla figura 9.16.

La suddetta distribuzione percentuale risente del volume delle domande ricevute dai peculiari organismi di conciliazione paritetica, in più della metà dei casi presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (66%), a differenza delle domande presentate presso gli organismi trasversali per le quali il cliente o utente finale si è avvalso, nel 73% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime. Complessivamente, nel 33% dei casi, la domanda è stata presentata direttamente dal cliente o utente finale, con una leggera differenza tra accessi diretti a una procedura di conciliazione paritetica¹² (34%) ovvero a una procedura gestita da un organismo ADR trasversale (33%).

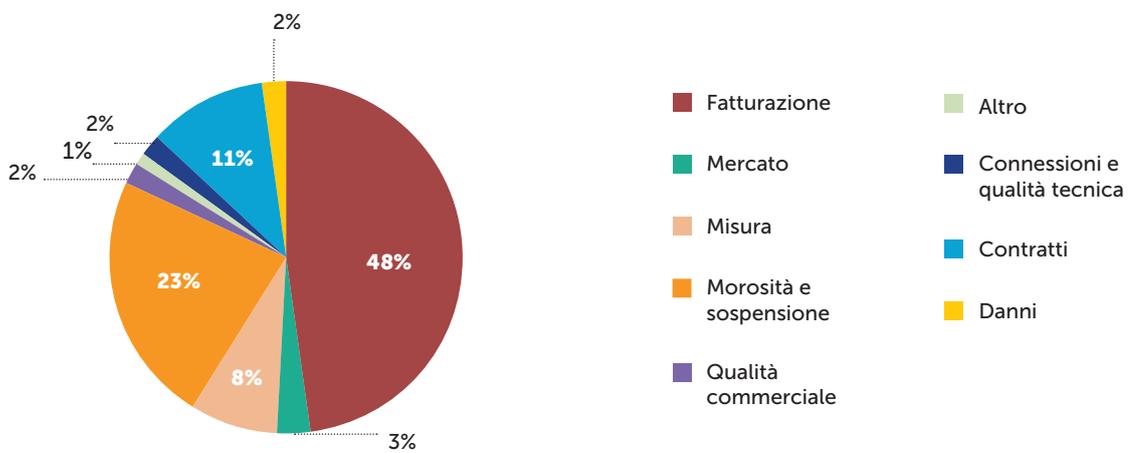
12 Le domande presentate direttamente dai clienti o utenti finali sono assegnate a un'associazione scelta con modalità turnaria dall'Organismo ADR: il delegato dell'associazione compone la commissione conciliativa unitamente al rappresentante dell'impresa.

Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2018, è la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 48% e al 58%. Seguono, nei settori energetici (figura 9.17), le controversie in tema di morosità e sospensione (23%) e contratti (11%); nel settore idrico (figura 9.18), quelle in tema di perdite occulte (11%) e di morosità e sospensione (8%).

Pur a fronte di una diminuzione delle domande in ingresso,

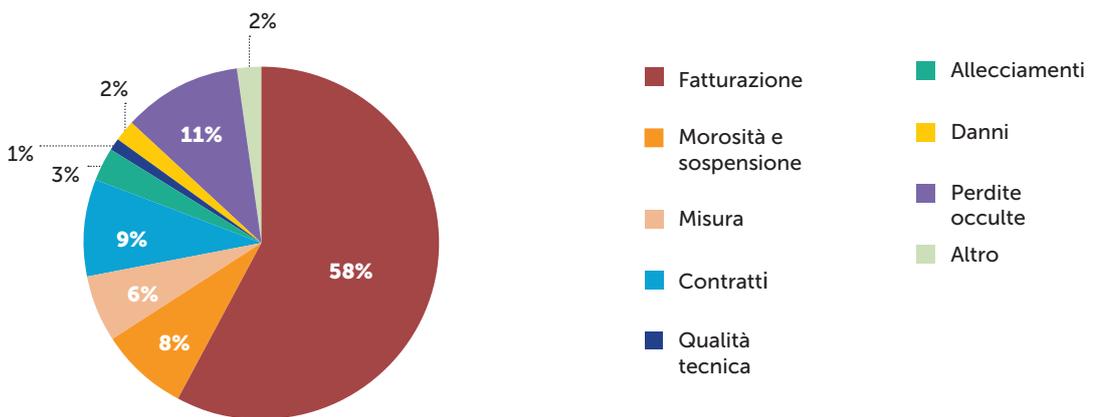
la percentuale delle domande ammesse resta elevata: su 2.167 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'85 % nel 2018 (81% nel 2017, a fronte di 2.264 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori (tavola 9.10). La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme *online* di accesso (piattaforma telematica o e-mail), eventualmente affiancate anche da canali tradizionali (per esempio, fax).

FIG. 9.17 Principali argomenti oggetto delle controversie settori energetici 2018 - Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

FIG. 9.18 Principali argomenti oggetto delle controversie settore idrico 2018 - Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nella relazione annuale del 2018 gli organismi iscritti in Elenco hanno valorizzato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti, a cui è riconducibile il 58% dei casi di inammissibilità. In quest'ultima quota sono stati raggruppati motivi inerenti, fra l'altro, all'ambito soggettivo e/o oggettivo di applicazione dei regolamenti stessi (ad esempio, errata individuazione dell'operatore competente o controversia relativa a contratti di fornitura GPL o fotovoltaico).

In linea con i dati del 2017, gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: il mancato rispetto dei termini minimi e massimi dal reclamo e dall'eventuale risposta per la presentazione della domanda (23%), la mancanza del

reclamo preventivamente inviato all'esercente (14%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (4%) e, in minima parte, i casi di non ammissione della domanda per valore della controversia inferiore o superiore a una soglia monetaria prestabilita (1%), come riportato nella figura 9.19.

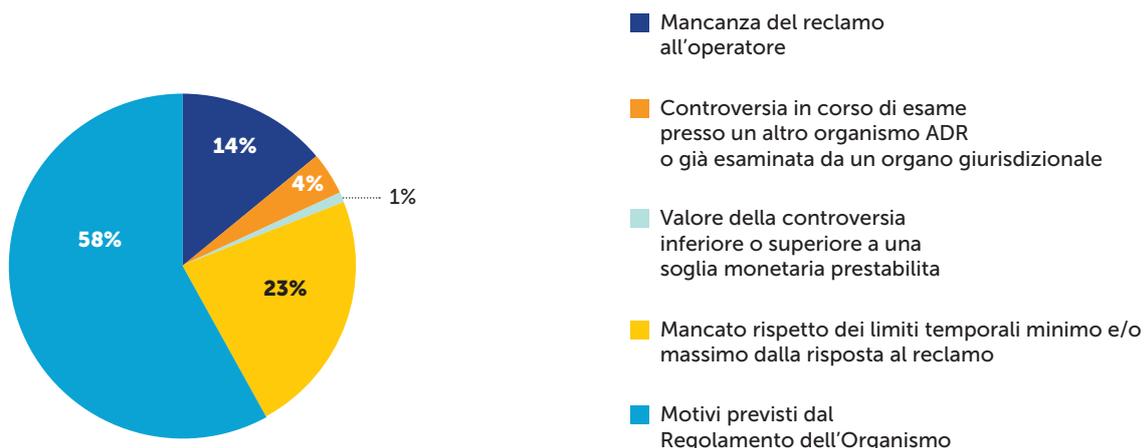
Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2018, nell'84% dei casi, si sono concluse nel corso dello stesso anno, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 9.20; con riferimento al restante 16%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2018 (15%) o interrotte (1%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

TAV. 9.10 Percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore 2018 - Organismi ADR

SETTORE	N. RICEVUTE	PERCENTUALE DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elektrico	861	84%
Gas	888	87%
Dual fuel	107	98%
Idrico	310	79%
TOTALE	2.166	85%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

FIG. 9.19 Principali motivi di inammissibilità della domanda 2018 - Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (figura 9.21): nel 65% delle procedure concluse le parti hanno raggiunto un accordo.

Tra le motivazioni di mancata conclusione con accordo 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, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR (obbligo assunto volontariamente dall'operatore che ha sottoscritto il protocollo d'intesa); a quest'ultime sono invece riconducibili i casi di esito negativo per scadenza dei

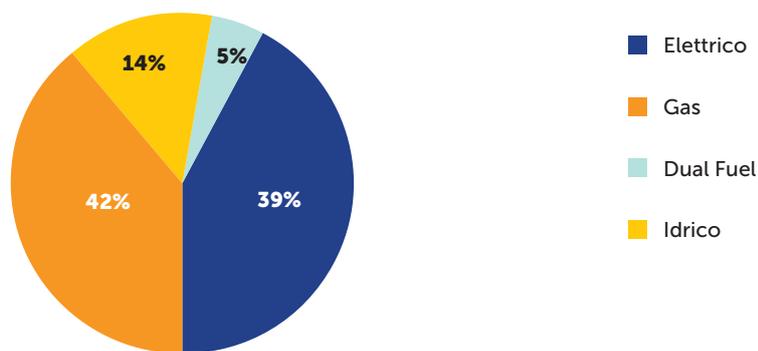
termini per la conclusione della procedura.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* (82%), seguito dal gas al 71% e dall'elettrico al 65%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 60% dei casi.

Anche nel 2018 gli accordi raggiunti sono comunque da ricondurre per il 99% agli organismi ADR di conciliazione paritetica e, per quest'ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse è pari al 74%.

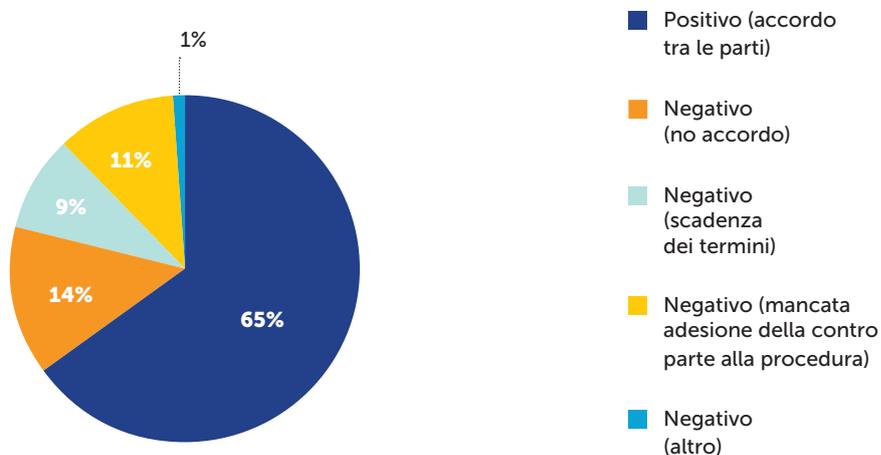
Per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, sia nel 2017 che nel 2018 le informazioni fornite dagli organismi ADR evidenziano una differenza a seconda

FIG. 9.20 Distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore 2018 - Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

FIG. 9.21 Esiti delle procedure concluse 2018 - Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali 2018 degli organismi ADR.

che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. Inoltre, al netto di eventuali proroghe, le tempistiche necessarie per il raggiungimento degli accordi sono state pressoché identiche a quelle del 2017: in media le procedure si sono concluse in 50 giorni in caso di accordo, 65 in caso di mancato accordo. 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.

Infine, nel 2018 gli organismi ADR hanno anche gestito 338 procedure relative a domande presentate nel 2017 e non chiuse al 31 dicembre dello stesso anno: il 70% si è concluso con accordo tra le parti.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

Come anticipato in premessa, con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità ha definito un percorso volto ad assicurare l'estensione graduale al settore idrico del sistema di tutele per i reclami e le controversie dei clienti finali vigente per i settori energetici, tenendo conto delle specificità del settore e delle esperienze territoriali maturate. Con il suddetto provvedimento, l'Autorità ha adottato una disciplina transitoria con la quale, a partire dall'1 marzo 2018, avvalendosi di Acquirente unico, ha attribuito allo Sportello per il consumatore energia e ambiente la gestione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni inviati dagli utenti del servizio idrico integrato, prevedendo inoltre, a partire dall'1 luglio 2018, la possibilità di attivare il Servizio conciliazione in alternativa al reclamo allo Sportello per tutte le tematiche di interesse per gli utenti medesimi, con l'esclusione di quelle che esulano dall'ambito di applicazione del TICO e di quelle relative alla qualità

dell'acqua e in tema di bonus sociale idrico.

I reclami trasmessi allo Sportello dagli utenti finali nel 2018 (dall'1 marzo) sono stati 3.527. Tali reclami hanno avuto come oggetto principalmente la fatturazione (72%), cui seguono il bonus idrico (8%), la misura (6%), i contratti (5%), la qualità tecnica del servizio (5%) e i lavori/allacciamenti (3%). Come risulta dalla successiva tavola 9.11, all'interno dei reclami in tema di fatturazione, si registra una netta prevalenza del sub argomento relativo ai conguagli (89%). Al riguardo, si evidenzia che il fenomeno è per lo più da ricondurre a segnalazioni massive trasmesse via email allo Sportello, principalmente nel mese di marzo 2018, da alcune associazioni o comitati che, per conto degli utenti e mediante l'utilizzo di formulari prestampati, hanno eccepito le modalità di applicazione, da parte di alcuni gestori, dei conguagli tariffari previsti dalla delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr.

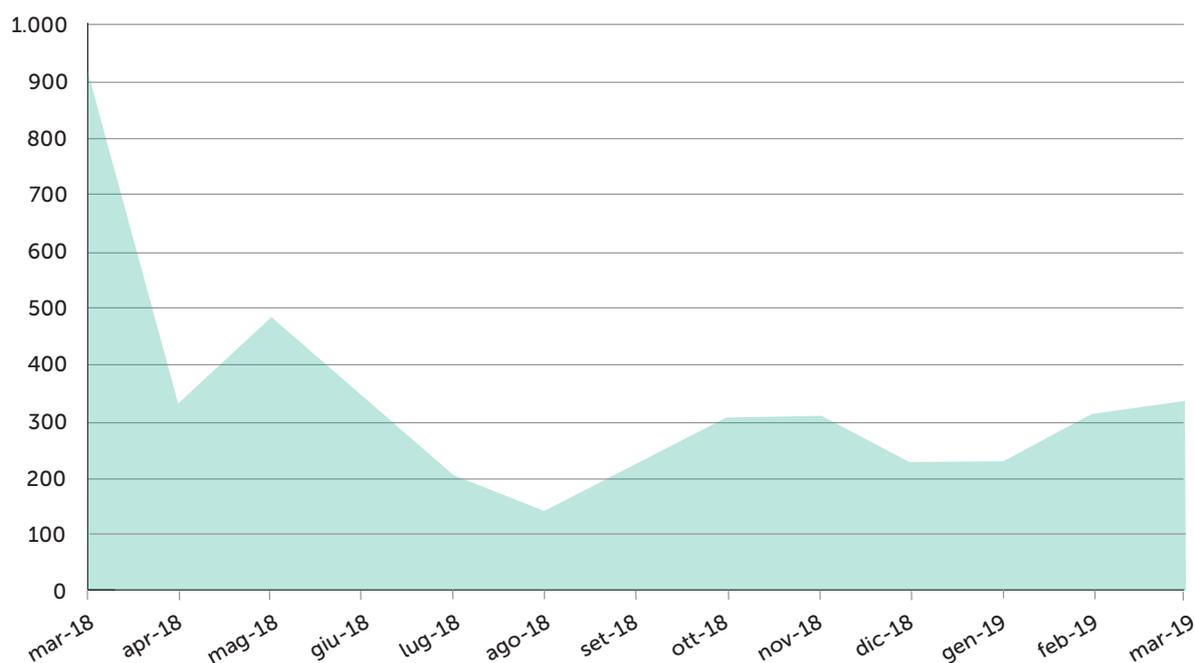
TAV. 9.11 Argomenti e sub argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico - 2018

ARGOMENTO/SUB ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE
Fatturazione	2.554	72%
Conguagli	2.282	89%
Rimborsi	63	2%
Perdite Occulte	61	2%
Periodicità-Invio Bollette	48	2%
Tariffe applicate	43	2%
Trasparenza Bolletta	38	1%
Rateizzazione	10	–
Autoletture	8	–
Sisma	1	–
Bonus Idrico	288	8%
Misura	200	6%
Consumi	159	80%
Verifica Misuratore	27	14%

ARGOMENTO/SUB ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE
Cambio Misuratore	12	6%
Ricostruzione Dati di Misura	2	1%
Contratti	193	5%
Morosità	75	39%
Voltura Idrico	34	18%
Condizioni Contrattuali	30	16%
Caratteristiche Fornitura	28	15%
Distacchi-Riduzione Potenza	14	7%
Cessazione	11	6%
Recesso	1	1%
Qualità Tecnica	172	5%
Perdite Idriche	79	46%
Livelli della Pressione	39	23%
Interruzioni del servizio	51	30%
Sicurezza	2	1%
Pressione	1	1%
Allacciamenti/Lavori	120	3%
Lavori Semplici-Complessi	68	57%
Tempi tecnici di realizzazione	18	15%
Attivazione del servizio	13	11%
Spostamento Contatore	6	5%
Preventivi	4	3%
Subentro	3	3%
Tempi di Riattivazione	4	3%
Indennizzi	4	3%
TOTALE	3.527	100%

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

FIG. 9.22 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico - 2018 e I trimestre 2019



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente

Nella figura 9.22 viene data evidenza del trend relativo ai reclami gestiti con riferimento all'arco temporale marzo 2018 - marzo 2019. Come si rileva dal grafico, il trend dei reclami nel primo trimestre 2019 è risultato in linea con quello relativo ai reclami ricevuti dallo Sportello negli ultimi mesi del 2018. In particolare, nel primo trimestre 2019, lo Sportello ha complessivamente ricevuto 883 reclami inviati dagli utenti del settore idrico; di questi, la maggior parte ha riguardato le tempistiche e le modalità di erogazione del bonus idrico (60%), mentre negli altri casi la fatturazione (22%), i contratti (7%), la misura (7%) e, infine, la qualità tecnica del servizio e i lavori/allacciamenti (complessivamente il 4%).

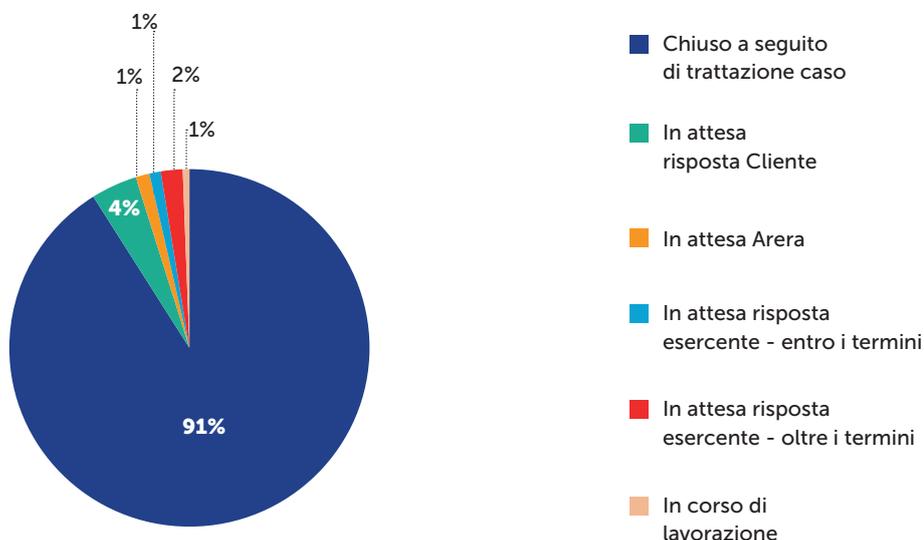
Con riferimento alla quantità complessiva dei reclami, è opportuno segnalare che gli Uffici dell'Autorità, nel 2018, hanno gestito direttamente un numero minimo di reclami e segnalazioni, verificando le problematiche meritevoli di particolari approfondimenti (es. reclami collettivi o di natura tecnica), al fine di definirne il merito mediante specifiche richieste di informazioni rivolte ai gestori e prevedendo, ove necessario, il coinvolgimento degli enti di governo dell'ambito competenti. Nei casi in cui i gestori sono risultati comunque inadempienti agli obblighi di risposta alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello o dall'Autorità, quest'ultima è intervenuta con un provvedimento di intimazione ad adempiere all'obbligo di risposta, prevedendo che la mancata ottemperanza del gestore, entro il termine fissato nel provvedimento

medesimo, costituisca presupposto per l'esercizio del potere sanzionatorio ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

In particolare, con riferimento ai reclami gestiti nel 2018, l'Autorità, con la delibera 19 marzo 2019, 95/2019/E/idr, ha intimato a 20 gestori di fornire risposta alle 40 richieste di informazione, trasmesse dallo Sportello e dagli Uffici dell'Autorità, che non risultavano riscontrate nonostante i solleciti inviati. Dei reclami complessivamente gestiti nel 2018 (figura 9.23), il 91% è stato risolto a seguito della trattazione da parte dello Sportello, il 6% è risultato ancora in fase di definizione (tra questi casi rientrano quelli in cui si è in attesa di risposta del gestore o da parte dell'utente).

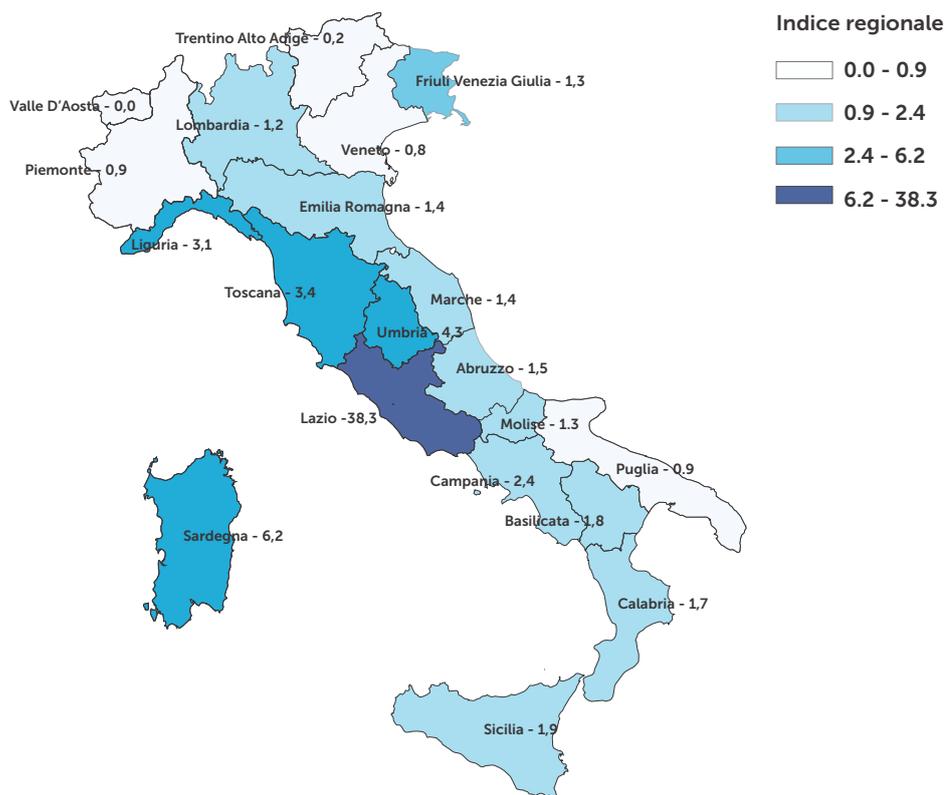
Inoltre, con riferimento all'anno 2018, lo Sportello, sulla base dei dati raccolti e nell'ambito del monitoraggio del settore effettuato per l'Autorità, ha calcolato l'indice di reclamosità per il settore idrico, inteso come numero dei reclami ricevuti dallo Sportello ogni 100.000 abitanti per Regione (figura 9.24). La Regione con l'indice più elevato è il Lazio, seguita dalla Sardegna.

FIG. 9.23 *Esito dell'attività di gestione dei reclami da parte dello Sportello per il settore idrico - 2018*



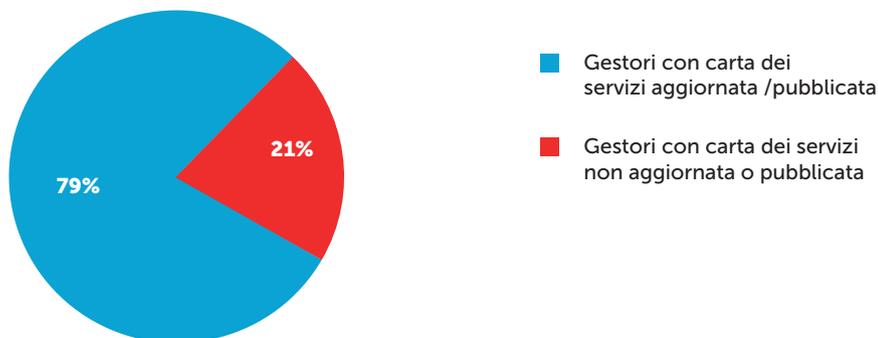
Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

FIG. 9.24 *Indice di reclamosità Sportello per il settore idrico su base regionale - 2018*



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

FIG. 9.25 *Focus gestori settore idrico - Carta dei servizi*



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

In tale ambito è stata inoltre verificata l'adozione delle Carte dei servizi da parte di ciascun gestore destinatario dei reclami, delle segnalazioni o delle richieste di informazione degli utenti, al fine di riscontrare se gli standard di qualità previsti e le relative modalità di applicazione risultassero aggiornati, secondo le disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale del servizio (*Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato, RQSII*). Nella successiva figura 9.25, sono riportati gli esiti del monitoraggio svolto e, in particolare, i risultati delle verifiche effettuate sui 180 gestori che nel 2018 sono stati

destinatari dei reclami trasmessi dagli utenti allo Sportello. Dal monitoraggio è emerso che il 79% del totale, pari a 142 gestori, ha pubblicato la Carta dei servizi e che la stessa è risultata anche essere aggiornata secondo le disposizioni previste dall'Autorità, mentre, per il restante 21%, pari a 38 gestori (prevalentemente Comuni del centro-sud d'Italia, che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato), è stato segnalato all'Autorità che non è risultata pubblicata la Carta dei servizi o che, seppur pubblicata, il gestore non ha provveduto ad aggiornare la stessa alle disposizioni della RQSII.

I reclami nel settore dei rifiuti e nel teleriscaldamento

Tra le funzioni attribuite all'Autorità rientrano le competenze previste dall'articolo 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, in materia di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. Nell'ambito del procedimento avviato per individuare le prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, è stata adottata la delibera 197/2018/R/rif, che, in coerenza con quanto già regolamentato per i settori energetici e avviato per il settore idrico, ha dettato le disposizioni temporanee che dall'1 luglio 2018 hanno affidato allo Sportello per il consumatore energia e ambiente una prima gestione delle richieste di informazioni, dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni degli utenti nel settore dei rifiuti. Ad oggi, il compito assegnato allo Sportello, in attesa che venga definita la regolazione in tema di tutele per il settore dei rifiuti, prevede che lo stesso riceva, classifichi ed esamini le comunicazioni pervenute dagli utenti al solo fine di trasferire le informazioni raccolte all'Autorità, affinché quest'ultima ne possa tenere conto per la definizione complessiva del quadro regolatorio di competenza. A partire dal mese di luglio 2018 sono state trasmesse allo Sportello 30 comunicazioni (14 nel primo trimestre 2019) aventi ad oggetto richieste di informazioni, reclami e segnalazioni da parte degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. I principali argomenti delle comunicazioni hanno riguardato la qualità del servizio, la fatturazione, le tariffe e alcune tematiche, quali, ad esempio, la fiscalità in materia di servizio di gestione dei rifiuti o la gestione dei rifiuti speciali, per le quali l'Autorità non ha competenza. Nel mese di marzo 2019, è stata inoltre resa disponibile, sul sito web dell'Autorità, una pagina per fornire le prime informazioni e indicazioni sulle tutele previste per gli utenti di questo settore.

Con riferimento al settore del teleriscaldamento, nel 2018, l'Autorità ha definito le modalità e gli standard di qualità commerciale che devono essere applicati nel periodo di regolazione luglio 2019 - dicembre 2021 dagli esercenti il servizio di telecalore. È stato inoltre avviato il procedimento di consultazione con i primi orientamenti in materia di trasparenza del servizio, con riferimento ai contratti di fornitura, ai prezzi di erogazione del servizio,

ai documenti di fatturazione, alle informazioni in tema di qualità commerciale e alle prestazioni di carattere ambientale, nonché al monitoraggio dei prezzi del servizio. In attesa che vengano definite le norme regolatorie a tutela degli utenti del servizio, l'Autorità ha previsto che i reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione degli utenti siano gestiti dagli Uffici dell'Autorità nei soli casi di comunicazioni collettive e di particolare rilevanza e dopo aver verificato che la segnalazione sia già stata trasmessa all'esercente, al fine di effettuare gli eventuali approfondimenti anche di natura tecnica e inviare all'esercente le richieste di informazioni volte a individuare le possibili soluzioni alle criticità segnalate. La maggior parte delle 149 comunicazioni trasmesse dagli utenti all'Autorità (di cui 92 nel 2018 e 57 nel primo trimestre 2019) ha avuto a oggetto richieste di informazioni e reclami riconducibili a problematiche di natura tecnica che hanno interessato, in particolar modo, la fornitura del servizio di teleriscaldamento a opera di un esercente. Tenuto conto delle criticità segnalate e delle reiterate comunicazioni trasmesse sia dagli utenti del servizio, che da alcuni loro rappresentanti (associazioni, comitati, consulenti, ecc.), gli Uffici dell'Autorità sono intervenuti svolgendo gli approfondimenti ritenuti opportuni anche attraverso richieste di informazioni rivolte direttamente agli esercenti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Con la delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni normative di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016 in materia di tariffa sociale del servizio idrico integrato, ha adottato il "*Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI)*".

Con l'adozione della succitata delibera e del relativo Allegato TIBSI, l'Autorità ha dato attuazione al sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale. Ciò prevedendo, mediante l'applicazione di regole uniformi per l'intero territorio nazionale, l'introduzione di un bonus sociale idrico¹³ nonché la possibilità per gli enti di governo dell'ambito di confermare, ovvero introdurre, condizioni di miglior favore su base locale, tramite la previsione di un bonus idrico integrativo, secondo le modalità di ammissione ed erogazione approvate dai medesimi enti di governo. Il TIBSI si applica sull'intero territorio nazionale a partire dall'1 gennaio 2018.

Successivamente all'approvazione del TIBSI, sono stati svolti alcuni approfondimenti necessari all'implementazione e alla definizione delle modalità operative necessarie all'erogazione del bonus sociale idrico, che l'Autorità aveva rimandato a un successivo provvedimento, da adottarsi anche in esito alla convocazione di tavoli tecnici e *focus group* con gli operatori di settore. Gli approfondimenti svolti hanno consentito, tra l'altro, di definire le modalità di comunicazione al gestore dell'ammissione dell'utente al regime di compensazione, anche attraverso l'utilizzo del Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte¹⁴), già disponibile per lo scambio di informazioni relative alle agevolazioni energetiche.

A valle dei tavoli tecnici¹⁵ con i gestori, le loro associazioni rappresentative e con l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), tenutisi nei mesi di febbraio e marzo 2018, con la delibera 5 aprile 2018, 227/2018/R/idr, sono state definite le modalità applicative del bonus sociale idrico per gli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale. La citata delibera, in particolare, ha disciplinato i flussi informativi, lo scambio dei dati e le procedure operative per l'erogazione del bonus sociale idrico, nonché gli obblighi informativi e di comunicazione posti in capo ai soggetti coinvolti nel meccanismo per consentire, a partire dall'1 luglio 2018¹⁶, l'erogazione dell'agevolazione agli utenti richiedenti.

In particolare, con la menzionata delibera, l'Autorità ha previsto la possibilità di richiedere il bonus sociale idrico mediante un'unica domanda, utilizzando la modulistica (opportunamente integrata¹⁷) già disponibile per la richiesta di bonus elettrico e/o gas. La presentazione di una domanda unica per l'ammissione al regime di compensazione consente all'utente di recarsi una sola volta al Comune o al CAF autorizzato per richiedere le agevolazioni, evitando al contempo la duplicazione di costi che conseguirebbe dalla gestione di più domande da parte del medesimo utente per gli operatori comunali. Inoltre, al fine di valorizzare le sinergie operative esistenti con i meccanismi di tutela già attivi negli altri settori regolati, è stata prevista la possibilità di procedere al riallineamento del bonus con le agevolazioni¹⁸ energetiche eventualmente esistenti¹⁹ (i riallineamenti fra le diverse domande in capo allo stesso utente consentono a quest'ultimo di recarsi una sola volta agli sportelli comunali o dei CAF per la presentazione delle domande). Per effetto di questi interventi, è stato possibile consentire la presentazione delle domande per il bonus idrico solo a partire dall'1 luglio 2018. Al 31 dicembre 2018, il 94,4% degli

13 Il bonus viene calcolato da ogni gestore in funzione della numerosità della famiglia anagrafica, applicando alla quantità essenziale di acqua necessaria al soddisfacimento dei bisogni fondamentali da tutelare (individuata a livello nazionale in 18,25 m³/abitante/anno, corrispondenti ai 50 litri/abitante/giorno stabiliti dal legislatore) la tariffa agevolata, prevista per le utenze domestiche residenti non disagiate.

14 SGAte, Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche, istituito con la delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/2008, sviluppato e gestito sulla base di una convenzione fra l'Autorità e ANCI. Il sistema è finanziato a valere sui Conti istituiti presso CSEA e alimentati dalle componenti tariffarie a copertura dei diversi bonus.

15 In occasione dei citati tavoli tecnici, che hanno visto il coinvolgimento anche dell'Associazione rappresentativa degli enti di governo dell'ambito, sono stati approfonditi gli aspetti inerenti alle modalità operative per l'individuazione dei flussi informativi, lo scambio dei dati e le procedure per l'erogazione del bonus sociale idrico agli utenti disagiati.

16 Per il periodo che intercorre tra il 1° gennaio 2018 e la data di ammissione alla compensazione, è stato previsto che, ai fini dell'erogazione del bonus sociale idrico, sia riconosciuta all'utente finale avente titolo una componente compensativa *tantum*.

17 La domanda è congiunta: va presentata a partire dal 1° luglio 2018 dagli utenti diretti e indiretti mediante apposita modulistica integrata (contiene cioè i dati e le informazioni relative alla fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico).

18 Con la domanda unica l'utente può richiedere contemporaneamente il bonus elettrico, gas e il bonus sociale idrico. La domanda può contenere la richiesta anche di un solo bonus.

19 Sul punto sono tuttavia in corso ulteriori approfondimenti con ANCI, attesa la necessità di superare eventuali criticità derivanti dall'impossibilità, per alcune casistiche segnalate, di allineare il rinnovo in continuità delle agevolazioni energetiche con il (primo) rinnovo del bonus sociale idrico.

utenti idrici che avevano presentato domanda risultavano anche titolari di un bonus elettrico e/o gas.

Relativamente alle modalità di rinnovo e variazione dell'agevolazione connessa al riconoscimento del bonus sociale idrico, la delibera ha stabilito una modalità semplificata di gestione; è stato previsto, infatti, che le modifiche relative all'indirizzo di residenza e alla numerosità della famiglia anagrafica, che intervengano durante il periodo di agevolazione, diventino operative al momento del rinnovo²⁰.

Con le determinazioni 30 maggio 2018, 10/2018 - DACU e 27 giugno 2018, 12/2018 - DACU, sono stati aggiornati i format delle comunicazioni destinate ai clienti dei servizi elettrico e gas che abbiano richiesto anche il bonus sociale idrico ed è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità il nuovo modulo di domanda, opportunamente integrato, per consentire agli utenti finali in condizioni di disagio di richiedere, oltre alle agevolazioni energetiche, anche il bonus idrico. Inoltre, con la determina 9 agosto 2018, 14/2018 - DACU, sono state disciplinate le procedure di dettaglio per la validazione delle richieste di bonus sociale idrico, al fine di consentire ai gestori del SII, prima di procedere al riconoscimento dell'agevolazione, di effettuare tutti i controlli di competenza sulle informazioni e sui dati trasmessi da SGAt.

Più di recente, è stata adottata dall'Autorità la determina 21 novembre 2018, 16/2018 - DACU, con la quale è stata prevista un'ulteriore semplificazione²¹ nella presentazione della domanda congiunta di bonus elettrico, gas e idrico.

Nel corso del 2018 sono inoltre proseguite le attività finalizzate alla piena operatività del bonus sociale idrico mediante approfondimenti e incontri di natura tecnica con ANCI. Si tratta di iniziative volte a:

- ottimizzare il sistema SGAt, adeguandolo alle nuove funzionalità richieste dalla gestione della componente idrica;
- aggiornare l'anagrafica SGAt e allinearla all'anagrafica operatori dell'Autorità, al fine di consentire e agevolare i flussi di scambio delle informazioni con i gestori del SII, utili alla trasmissione delle richieste di agevolazione;
- organizzare incontri di formazione con i Comuni, anche

mediante il coinvolgimento della Consulta dei CAF, al fine di fornire agli operatori comunali e ai soggetti a vario titolo coinvolti nel meccanismo, tutte le informazioni e i riferimenti utili all'utilizzo della piattaforma informatica e alla corretta gestione dell'agevolazione, anche per quanto attiene ai profili di stretta rilevanza regolatoria.

Va da ultimo ricordato che il decreto legge n. 4 del 28 gennaio 2019, recante *Disposizioni urgenti in materia di reddito di cittadinanza e di pensioni*, convertito con modifiche dalla legge 28 marzo 2019 n.26, ha stabilito, all'articolo 5, comma 7, che ai beneficiari del Reddito di cittadinanza siano estese le agevolazioni relative alle tariffe elettriche riconosciute alle famiglie economicamente svantaggiate e quelle relative alla compensazione per la fornitura di gas naturale.

I bonus elettrico e gas in cifre

Nel 2018 l'ammontare complessivo dei bonus erogati, sia per il settore elettrico (disagio economico e disagio fisico) che per il settore gas, è stato superiore a 1,3 milioni di euro. I dati relativi al bonus idrico sono riportati di seguito in apposita sezione. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia.

A conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, anche per il 2018 circa il 65% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas. Dal 2017 si è assistito a una crescita delle domande presentate, dopo due anni di sostanziale stabilità; crescita che si conferma nel 2018, come evidenziato nella tavola 9.12. Tale ripresa è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento che, dall'1 gennaio 2017, in virtù del decreto ministeriale 29 dicembre 2016, è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro; inoltre, un certo numero di domande è stato presentato anche successivamente a luglio 2018, come effetto di trascinamento del bonus idrico, in modo più accentuato sul bonus elettrico che sul bonus gas (+9,1% per il bonus elettrico, +3,9% per il bonus gas).

20 Il TIBSI ha previsto la possibilità per l'utente, in caso di variazione della numerosità familiare, di comunicare al gestore, mediante dichiarazione resa ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, la permanenza della condizione di disagio economico sociale. Tale autocertificazione risulta necessaria poiché la modifica della numerosità familiare incide sul calcolo dell'ISEE valido ai fini dell'attestazione della condizione di disagio.

21 La determina 16/2018 - DACU ha previsto che il richiedente il bonus non sia tenuto a ottenere una delega per presentare la domanda anche per conto dei titolari delle forniture di cui non è direttamente intestatario. Tale previsione è stata introdotta tenuto conto che le informazioni contenute nella richiesta di agevolazione sono rilasciate dal richiedente in quanto appartenente al medesimo nucleo ISEE; inoltre, le informazioni rilasciate al momento della presentazione della domanda sono rese sotto forma di autocertificazione.

TAV. 9.12 Clienti titolari di bonus elettrico e gas, anni 2015 - 2018

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	BONUS DISAGIO ECONOMICO	BONUS AI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	BONUS DISAGIO FISICO	BONUS DISAGIO ECONOMICO	
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	1.121.434
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
Variazione % 2018/2017	9,1%	-7,4%	10%	3,9%	6,8%

Fonte: SGAt e - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

TAV. 9.13 Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica^(A) - anno 2018

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO ^(B)	187.440	129.568	134.062	264.672	115.316
%	22,6%	15,6%	16,1%	31,8%	13,9%
GAS	146.779	105.837	98.403	137.986	30.370
%	28,3%	20,4%	18,9%	26,6%	5,8%
GAS/ELT %	78,3%	81,7%	73,4%	52,1%	26,3%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

(B) Compresi: bonus per: disagio economico, Carta Acquisti e il bonus per disagio fisico, quest'ultimo incide per il 4% sul totale dei bonus elettrici erogati.

Fonte: SGAt e - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

In termini di allocazione geografica, nel 2018, i clienti con un'agevolazione in corso erano ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 9.13, che pone in evidenza come, nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico che usufruiscono anche del bonus gas siano meno numerosi di quelli nelle aree Nord. Precisamente, nell'area Sud, solo il 52% delle famiglie che hanno richiesto il bonus elettrico ha richiesto anche quello gas, mentre tale percentuale sale all'81,7% nell'area Nord-Est e al 78,3% nel Nord-Ovest. Il dato riferito alle Isole riguarda solo la Sicilia, essendo la Sardegna non metanizzata. In generale, rispetto al 2017, si registra una maggior dinamica del bonus elettrico rispetto a quello gas e, quindi anche una flessione di qualche punto nella percentuale di clienti finali che hanno sia il bonus elettrico che quello gas.

economico, compresa Carta Acquisti, risulta essere di circa 2,99 milioni, per oltre il 51% localizzato nelle macroaree Sud e Isole.

Con riferimento alla numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (tavola 9.14 una stabile prevalenza dei nuclei con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose (22.299), ai sensi dell'articolo 3, comma 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, rappresentano il 3% del totale delle famiglie con bonus elettrico e il 17% delle famiglie con più di quattro componenti.

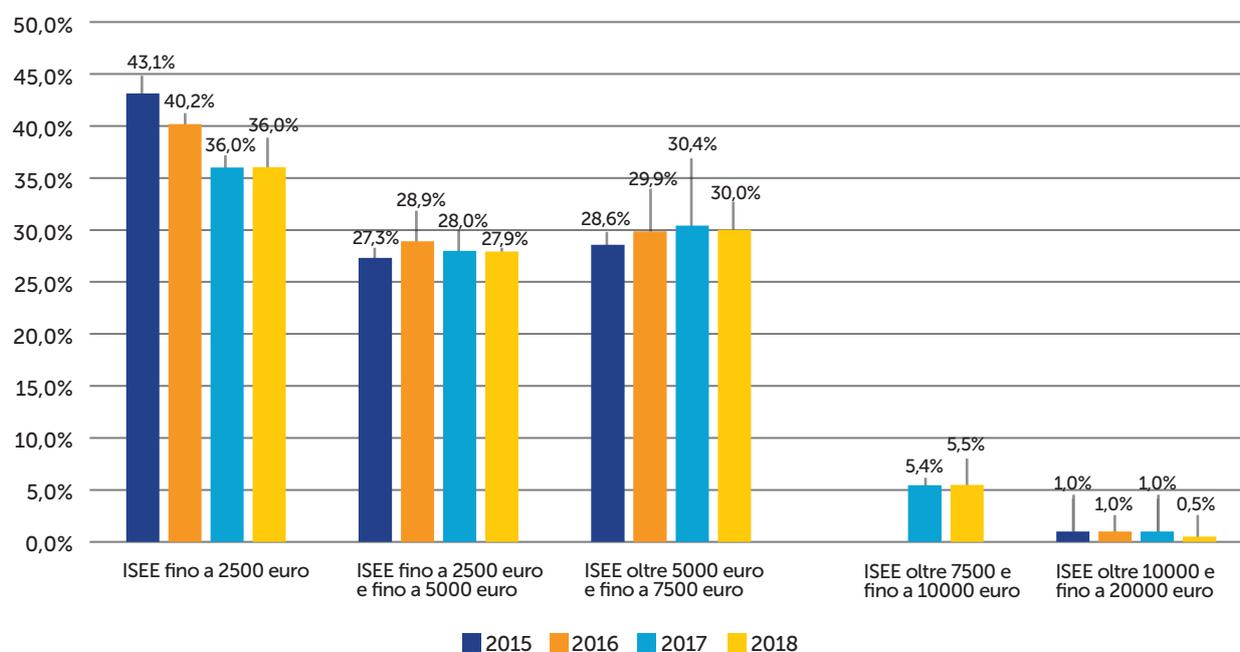
Bonus elettrico per disagio economico e Carta acquisti

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2018, il numero di famiglie che ha usufruito per almeno un anno del bonus elettrico per disagio

TAV. 9.14 Nuclei per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus elettrico)

		NUMEROSITÀ FAMILIARE			TOTALE
		1-2 componenti	3-4 componenti	Oltre 4 componenti	
2015	Valore	266.102	243.658	112.391	622.151
	%	42,77%	39,16%	18,06%	100,00%
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%

Fonte: SGATe - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

FIG. 9.26 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus elettrico-percentuale)

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati SGATe.

La figura 9.26 riporta la distribuzione percentuale delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2018, per diversi livelli di ISEE, rapportandola agli anni precedenti. In particolare, nel 2018, resta elevata la percentuale di nuclei beneficiari con un ISEE fino a 5.000 euro, che si attesta attorno al 64%, e si conferma l'aumento di peso della fascia compresa fra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende le famiglie che sono entrate per la prima volta nel 2017, grazie all'innalzamento del livello soglia dell'ISEE.

La legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha previsto 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 il sistema SGATe, demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2018, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta Acquisti sono state circa 23.600, con un decremento del 7,4% rispetto all'anno precedente. Come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per

Carta Acquisti continua a evidenziare elementi di criticità. L'assenza dell'obbligo di inserire il POD fra gli elementi da comunicare al momento della presentazione della domanda per Carta Acquisti, come già segnalato dall'Autorità, vanifica la possibilità di identificare le forniture da agevolare.

Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 9.15.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono posti tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente ASRIM, ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente ARIM²², che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas, in vigore dall'1 gennaio 2019, si veda la delibera 27 dicembre 2018, 711/2018/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 2018, erano 33.282, in incremento del 2% rispetto all'anno precedente.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (tavola 9.16), per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliera. 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 per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

Dalla tavola 9.17 si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico.

TAV. 9.15 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2015 - 2018 (€/anno per punto di prelievo)

DESCRIZIONE	2015	2016	2017	2018
Numerosità familiare 1-2 componenti	71 €	80 €	112 €	132€
Numerosità familiare 3-4 componenti	90 €	93 €	137 €	161€
Numerosità familiare oltre 4 componenti	153 €	153 €	165 €	194€

Fonte: ARERA.

TAV. 9.16 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2017 - 2018 (€/anno per punto di prelievo)

	2017			2018		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
Extra consumo rispetto a un utente tipo (2.700/kWh anno)	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
€/anno per punto di prelievo						
Ammontare del bonus (fino a 3kW residente)	173 €	285 €	412 €	204€	336€	486€
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5kW in su)	405 €	513 €	620 €	478€	605€	732€

Fonte: ARERA.

Rispetto al 2017, si è assistito a un lieve decremento delle fasce che includono i clienti che utilizzano le apparecchiature nella fascia minima e con potenza fino a 3kW.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2018, le famiglie che usufruivano del bonus gas per disagio economico erano 519.375, con una crescita del 3,9% rispetto al 2017, più contenuta rispetto a quella del bonus elettrico. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta dall'entrata in vigore sono state più di 1,7 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione gas evidenzia una sostanziale stabilità in rapporto al 2017, con un lievissimo recupero delle macroaree Sud e Isole. I nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico si ripartiscono a seconda della numerosità familiare: il 2018

mostra una sostanziale analogia con la ripartizione del 2017 (tavola 9.18). Le famiglie numerose (17.456) rappresentano il 3,4% del totale delle famiglie che hanno ottenuto il bonus gas e il 18,3% di quelle con un numero di componenti superiore a 4.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari, considerando le diverse fasce ISEE, la figura 9.27 mostra come nel 2018 si sia mantenuta alta la percentuale di famiglie con ISEE fino a 5.000 euro (il 60,8% circa), mentre, contemporaneamente, si registra un incremento non trascurabile, pari al 6,2%, della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende i soggetti entrati grazie al nuovo valore soglia di ISEE, come già rilevato per quanto riguarda il bonus elettrico.

TAV. 9.17 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2017 - 2018

	2017			2018		
	F1 Fino a 600 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno	F1 Fino a 600 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	62,0%	15,9%	12,7%	60,9%	16,7%	12,9%
Da 4,5 kW	5,6%	1,9%	1,9%	5,6%	1,9%	1,9%

Fonte: SGATe - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

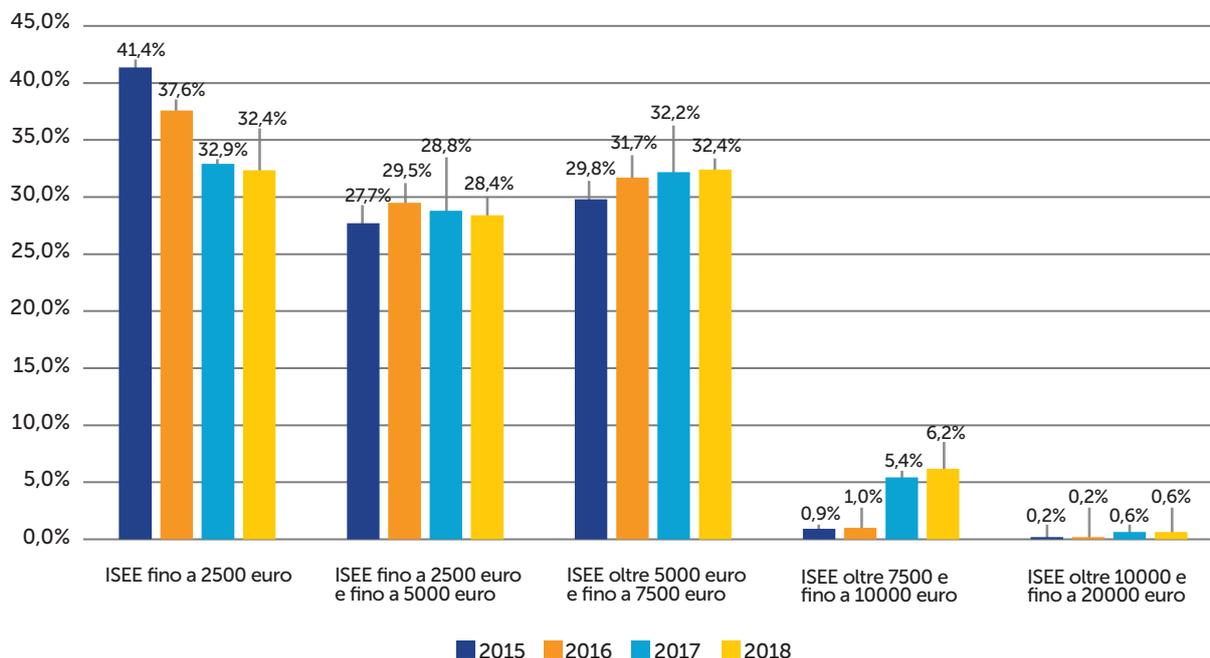
TAV. 9.18 Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus gas)

		NUMEROSITÀ FAMILIARE		TOTALE
		Fino 4 componenti	Oltre 4 componenti	
2015	Valore	365.149	83.347	448.496
	%	81,42%	18,58%	100,00%
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%

Fonte: SGATe - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

22 L'articolo 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento ASRIM della componente ARIM venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di detta applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento ASRIM applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG. Per il 2018 l'entità della maggiorazione è risultata, in tutti i casi, pari a non più di 1 euro.

FIG. 9.27 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2015 - 2018 (bonus gas-percentuale)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati SGAtè - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

TAV. 9.19 Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 - 2018

	2015	2016	2017	2018
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	16,8%	16,9%	17,1%	17,7%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83,2%	83,1%	82,9%	82,3%

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

Per quanto concerne la localizzazione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (48,76%), D (26,10%) e C (20,50%) e le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, il 94,83% del totale delle forniture gas agevolate.

Infine, rispetto al 2017, non si registrano significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo, in cui mantiene una forte dominanza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (82,3% - tavola 9.19).

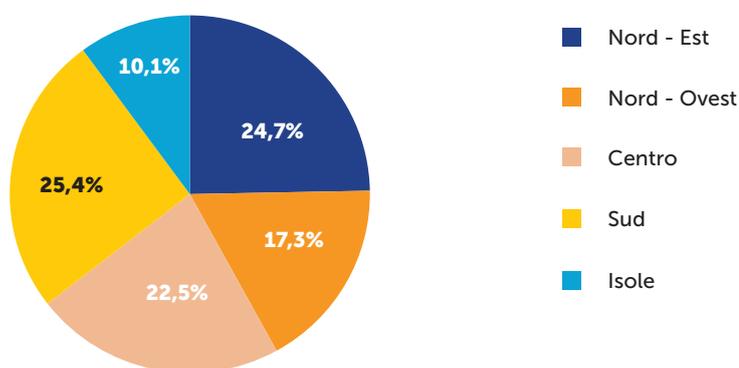
Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_r, poste a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono fondi a carico del bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas, per l'anno 2018, sono riportati nella tavola 9.20 Come per l'elettrico, il valore della compensazione viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

TAV. 9.20 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico - anno 2018

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PDR)		2018				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j=1)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	37	37	37	37	37
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	85	106	139	173	217
<i>Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	57	57	57	57	57
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	119	154	201	245	314

Fonte: SGATe - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

FIG. 9.28 Domande di bonus idrico ammesse dall'1 luglio al 31 dicembre 2018 per area geografica

Fonte: SGATe - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

Bonus idrico

Nel periodo 1 luglio - 31 dicembre 2018 sono state presentate 238.534 domande di bonus sociale idrico, di cui 232.561 ammesse dai Comuni e trasferite ai gestori a partire dal 4 ottobre; 3.257 domande ammesse (1,4%) hanno riguardato gestori non iscritti all'anagrafica SGATe, come invece previsto dalla normativa: in questi casi viene inviata una comunicazione agli utenti interessati, invitandoli a presentarsi direttamente agli sportelli dei gestori con le informazioni contenute nella comunicazione stessa.

I Comuni coinvolti in qualità di soggetti a cui presentare le domande sono stati 5.172, mentre i gestori interessati sono stati 773 di cui 166 non accreditati. Dei 166 gestori non accreditati, l'89% è costituito da Comuni che gestiscono direttamente il servizio. Gli ATO interessati sono stati 93.

Le domande ammesse nei primi sei mesi di operatività del bonus idrico presentano una distribuzione geografica diversa

da quella dei bonus elettrici riconosciuti al 31 dicembre 2018, come posto in evidenza ponendo a raffronto la figura 9.28 con la tavola 9.13; tale diversità può forse essere fatta risalire a una non omogenea diffusione dell'informazione sul territorio.

Al fine di semplificare l'iter procedurale per l'ammissione e il rinnovo del bonus sociale idrico a vantaggio degli utenti finali che presentano domanda e che siano già titolari di agevolazioni nei settori energetici, è stato previsto che, a partire dall'1 luglio 2018, SGATe, in occasione della ammissione della domanda di bonus sociale idrico, provveda a riallineare l'inizio del periodo di agevolazione per il bonus sociale idrico a quello relativo al bonus elettrico e/o gas.

La tavola 9.21 mostra che il 55,4% dei richiedenti al momento della presentazione della domanda per il bonus idrico era già titolare di un bonus elettrico e/o gas ed è stato riallineato, mentre un 16% ha presentato congiuntamente la domanda per almeno due bonus (idrico, elettrico e/o gas) e un

ulteriore 23% di utenti ha presentato una domanda per il bonus elettrico e/o gas successivamente alla domanda per il bonus idrico; pertanto, nel 71,4% dei casi, i bonus elettrico, gas e idrico sono stati inizialmente allineati, mentre nel 94,4% dei casi gli utenti idrici usufruiscono o hanno chiesto di usufruire anche del bonus elettrico e/o gas.

Data l'elevata corrispondenza tra i nuclei familiari con bonus elettrico e gas e nuclei che hanno richiesto il bonus idrico, anche i dati relativi al numero dei componenti dei nuclei sono pressoché coincidenti come si evidenzia nella tavola 9.22, con una lieve maggior incidenza delle famiglie con più di quattro componenti.

Infine, con riferimento alla distribuzione delle domande a seconda del livello di ISEE, dalla tavola 9.23 risulta una situazione molto simile a quella del bonus elettrico: infatti il 59,7% di quanti hanno presentato domanda per il bonus idrico ha un ISEE fino a 5.000 euro, contro il 64% del bonus elettrico, il 32,7% ha un ISEE tra 5.000 e 7.500 euro (per l'elettrico è il 30%) e il 6,6% ha un ISEE compreso fra 7.500 e 10.000 euro (per l'elettrico il 5,5%) a riprova, in quest'ultimo caso, del relativo maggior peso delle famiglie con oltre quattro componenti e quindi anche delle famiglie numerose fra quanti hanno già richiesto il bonus idrico.

TAV. 9.21 *Caratteristiche delle domande di bonus idrico ammesse nel 2018*

Riallineate	107.906	55,4%
Presentate congiuntamente alla domanda per bonus elettrico e/o gas	44.644	16%
Domande per bonus elettrico e/o gas presentate successivamente alla domanda per bonus idrico	44.826	23%
Il nucleo familiare ha richiesto solo il bonus idrico	35.057	5,6%
TOTALE	232.433	100%

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

TAV. 9.22 *Numerosità familiare relativa alle domande presentate per bonus idrico (ammesse e non ammesse) e alle famiglie titolari di bonus elettrico e gas*

NUMEROSITÀ FAMILIARE	IDRICO 2018 %	ELETTRICO 2018 %	GAS 2018 %
1-2	40,7	42,6	81,9
3-4	39,8	40,1	
Oltre 4	19,5	17,2	18,1

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche.

TAV. 9.23 *Ripartizione delle domande di bonus idrico per livello di ISEE*

PERCENTUALE (%)	FASCIA ISEE (EURO)
32,0	Fino a 2.500
27,7	Tra 2.500 e 5.000
32,7	Tra 5.000 e 7.500
6,6	Tra 7.500 e 10.000
0,9	Tra 10.000 e 20.000
100,00	

Fonte: ARERA.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (associazioni 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, e fanno parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2018 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità. I progetti attuati o avviati nel corso del 2018, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, di durata triennale (2017-2019), promuove l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza delle associazioni di consumatori; esso comporta l'erogazione, alle associazioni medesime, di un contributo forfetario in relazione all'attività di consulenza, assistenza e rappresentanza dei consumatori

nelle procedure concluse con esito positivo. Nel corso del 2018, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per 1.953 procedure conciliative concluse positivamente, alle quali si sono aggiunte 525 ulteriori procedure concluse positivamente nel primo trimestre 2019;

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR paritetiche (progetto PCS), svolte presso organismi previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, iscritti nell'Elenco degli organismi ADR (preposti alla risoluzione extragiudiziale delle controversie) operanti nei settori regolati dall'Autorità. Il progetto prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2017-2019, di contributi forfetari in relazione alle procedure concluse positivamente. Nel corso dell'anno 2018 sono state ammesse al contributo 1.113 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 1.047 in esito a procedure svolte *online* e le restanti 66 in esito a procedure svolte con la presenza fisica delle parti;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS - "Energia: diritti a viva voce"), per il triennio 2017-2019. Il progetto promuove l'attivazione di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi regolati, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 30 sportelli territoriali (a fronte dei 26 sportelli operativi nel 2016), che hanno registrato complessivamente, in corso d'anno, circa 17.800 contatti con i consumatori;
- 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 2018 sono state svolte le attività di progettazione dei corsi, tenendo conto delle esigenze formative dei destinatari, in vista dell'avvio dei corsi, con precedenza

alla formazione relativa al settore idrico, nella prima parte del 2019.

Nel corso del 2018 è stato inoltre dato avvio al progetto che garantisce la copertura dei costi relativi alle attività di progettazione, sviluppo e funzionamento del Portale offerte (progetto PCT), in attuazione delle disposizioni della legge n. 124/17, che ha affidato all'Autorità, tra l'altro, il compito di stabilire le modalità di copertura dei costi del Portale medesimo utilizzando in via prioritaria le risorse derivanti dai proventi delle sanzioni da essa irrogate.

Progetti per la capacitazione delle piccole imprese

Le linee di attività progettuale per la capacitazione delle piccole imprese riguardano la realizzazione dei corsi di formazione sui mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas destinati al personale delle organizzazioni delle piccole e medie imprese che svolge l'attività di informazione e di consulenza alle imprese medesime nelle rispettive articolazioni territoriali. Lo scopo del programma di

formazione, da avviare nel 2019, è di consentire ai suoi fruitori di utilizzare e diffondere presso le PMI, nello svolgimento delle proprie attività di servizio, informazioni e conoscenze in materia di fornitura di energia elettrica e gas, per rispondere all'esigenza di risolvere problemi e criticità puntuali, eventualmente emersi in corso di esecuzione del contratto di fornitura, così come all'esigenza di cogliere le opportunità del mercato, in un'ottica di rafforzamento della capacità negoziale del cliente finale medesimo.

Il progetto prevede l'attivazione di un percorso formativo da svolgere a distanza, in modalità e-learning, per un numero complessivo di 500 utenze attivabili anche per sottogruppi nell'arco del biennio. Il percorso formativo è articolato in modo da consentire, da un lato, il rafforzamento delle necessarie conoscenze di base relative all'assetto e alla regolazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale, e, dall'altro, di consolidare capacità di analisi e di valutazione, in relazione all'andamento dei mercati e alle caratteristiche delle offerte commerciali o alla gestione delle criticità insorte nello svolgimento del rapporto contrattuale di fornitura e alla risoluzione delle eventuali controversie.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas

Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, l'Autorità, in adempimento dell'art. 1, comma 69, della legge n. 124/17, aveva stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al previsto superamento delle tutele di prezzo.

Nel 2018 l'Autorità ha definito e comunicato ai venditori il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e secondo semestre 2018 hanno informato il cliente finale del superamento delle tutele di prezzo, previsto inizialmente per il 1 luglio 2019 e successivamente prorogato al 1 luglio 2020, invitandolo a informarsi per tempo sulle opportunità

del mercato libero. Il testo da riportare nelle fatture emesse nel primo semestre 2019 contiene, invece, da un lato, l'indicazione di come cambiare contratto o fornitore sia semplice e gratuito, con la garanzia della continuità del servizio e, dall'altro, gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente finale 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.

Primi interventi di adeguamento del Codice di condotta commerciale: schede di confrontabilità (DMRT)

Con il documento per la consultazione 5 aprile 2018, 288/2018/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di aggiornamento, semplificazione e miglioramento della chiarezza espositiva della struttura delle Schede di confrontabilità della spesa di cui agli Allegati 1, 2 e 3 del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito: Codice di condotta commerciale) finalizzati a facilitare la consultazione e la comparazione delle offerte proposte dai venditori nel mercato libero e a consentire al cliente finale una scelta d'acquisto più consapevole e razionale. Le schede di confrontabilità, consegnate dal venditore al

cliente finale domestico in occasione della proposta di un'offerta di un contratto di fornitura e in ogni caso prima della conclusione del contratto di fornitura, offrono, infatti, una comparazione, in termini di spesa annua stimata, tra l'offerta di mercato libero proposta al cliente e i servizi di tutela, sulla base di profili standard di consumo. La delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com, assunta in esito alla consultazione, ha confermato i suddetti orientamenti, prevedendo, in particolare, l'armonizzazione dei criteri di stima della spesa annua delle schede di confrontabilità con quelli utilizzati nel Portale offerte luce e gas, il cui lancio è avvenuto il 1 luglio 2018.

Interventi a favore delle popolazioni colpite dagli eventi calamitosi

Misure a tutela delle popolazioni colpite da eventi sismici

Con le delibere 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, e 18 aprile 2017, 252/2017/R/com, come successivamente modificata e integrata²³, e da ultimo in particolare con la delibera 1 giugno 2018, 312/2018/R/com, l'Autorità, dando attuazione a quanto previsto dall'articolo 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189 ("decreto terremoto"), ha approvato le disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni del Centro Italia colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

In particolare, con le menzionate delibere, l'Autorità ha:

- individuato, in conformità alla normativa vigente in materia, i soggetti beneficiari della sospensione dei termini di pagamento;
- fissato inizialmente in sei mesi, a decorrere dalla data degli eventi sismici, il termine di sospensione dei pagamenti delle fatture emesse o da emettere, prevedendo, in coerenza con l'articolo 1, comma 6, del decreto legge 29 maggio 2018, n. 55, una proroga

del predetto termine al 1 gennaio 2019, limitatamente ai soggetti danneggiati che avessero dichiarato l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, ai sensi del testo unico di cui al DPR 28 dicembre 2000, n. 445;

- introdotto agevolazioni di natura tariffaria a favore delle utenze site nei Comuni danneggiati dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi; in particolare, con le richiamate delibere, l'Autorità ha disposto, a favore dei soggetti beneficiari delle medesime, che:
 - in relazione al settore elettrico e gas non si applichino le componenti tariffarie a copertura dei costi di rete, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti nonché i corrispettivi delle prestazioni e dei contributi agli esercenti la distribuzione e/o la vendita per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o volture di utenze;
 - in relazione al settore idrico non si applichino i corrispettivi tariffari riferiti alla fornitura dei servizi

²³ La delibera 252/2017/R/com è stata inizialmente modificata e integrata con la delibera 13 luglio 2017, 517/2017/R/com, e successivamente con la delibera 8 febbraio 2018, 81/2018/R/com, la quale, al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148, ha disposto, a favore delle utenze inagibili, la proroga della sospensione dei termini di pagamento fino al 31 maggio 2018 e previsto che all'emissione della fattura unica di conguaglio sia riconosciuta ai clienti e agli utenti finali colpiti la possibilità di rateizzare i pagamenti per un periodo minimo di 36 mesi. Con la menzionata delibera 81/2018/R/com, l'Autorità ha concesso ai gestori del servizio idrico integrato, la cui sede legale o operativa ricada all'interno del cratere sismico, la possibilità di richiedere una deroga per un periodo di 12 mesi dall'applicazione delle disposizioni in materia di qualità contrattuale, misura d'utenza e *unbundling* contabile.

di acquedotto, fognatura e depurazione e le relative componenti UI, nonché i corrispettivi applicati dai gestori del SII per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o voltture di utenze, ivi inclusi i contributi di allacciamento;

- previsto la portabilità dell'agevolazione per i soggetti titolari di utenze inagibili, assimilando la nuova abitazione a un'utenza domestica residente indipendentemente dalla chiusura del punto originario di fornitura;
- previsto il riconoscimento in fattura delle suddette agevolazioni per un periodo pari a 36 mesi a decorrere dalla data dell'evento sismico²⁴;
- disposto la ripresa della fatturazione (una volta terminato il periodo di sospensione dei pagamenti) con l'emissione della fattura unica di conguaglio che contabilizza le agevolazioni previste e la rateizzazione dei corrispettivi eventualmente dovuti;
- previsto adeguati strumenti di anticipazione finanziaria per gli esercenti la vendita e i gestori idrici e di compensazione per i distributori e i gestori idrici.

Nello specifico, con riferimento alla disciplina relativa alla ripresa della fatturazione, la delibera 252/2017/R/com come successivamente modificata e integrata ha disposto che il termine ultimo per l'emissione della fattura unica di conguaglio sia fissato al 31 marzo 2019 e che la predetta fattura non possa comunque essere emessa prima del:

- 1 marzo 2019, per tutti i clienti e utenti finali inagibili;
- 28 febbraio 2018, in tutti gli altri casi.

La normativa in materia di tutela delle utenze colpite da eventi sismici è stata recentemente integrata dalla legge 24 luglio 2018, n. 89, che ha disposto che l'Autorità con propri provvedimenti preveda "esenzioni, fino alla data del 31 dicembre 2020, in favore delle utenze localizzate in una 'zona rossa' istituita mediante apposita ordinanza sindacale nel periodo compreso tra il 24 agosto 2016 e la data di entrata in vigore della presente disposizione, individuando anche le modalità per la copertura delle esenzioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo". Successivamente la legge 21 settembre 2018, n. 108, di conversione del decreto legge 25 luglio 2018, n. 91 (*Milleproroghe*), ha differito, limitatamente alle utenze inagibili, il termine di sospensione dei pagamenti fino al 1 gennaio 2020 (art. 9, comma 2-*quinquies*), prevedendo

che la proroga dei termini di sospensione si applichi anche ai Comuni di Casamicciola Terme, Lacco Ameno e Forio in ragione degli eventi sismici verificatisi il 21 agosto 2017 (art. 9, comma 2-*sexies*).

Dando attuazione alle succitate disposizioni normative, l'Autorità ha approvato la delibera 20 novembre 2018, 587/2018/R/com, che:

- per quanto attiene alle utenze/forniture localizzate nelle cosiddette "zone rosse" (terremoto Centro Italia), individuate con apposita ordinanza sindacale nel periodo compreso tra il 24 agosto 2016 e il 25 luglio 2018, in relazione agli eventi sismici che hanno interessato i Comuni di cui agli allegati 1, 2 e 2-*bis* al decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189:
 - estende le misure di agevolazione oltre il periodo dei 36 mesi attualmente previsto, prorogandole fino alla data del 31 dicembre 2020;
 - prevede la sospensione automatica dei termini di pagamento fino al 31 dicembre 2020 per i soggetti titolari di utenze (forniture) attive nelle zone rosse che potranno, pertanto, beneficiare della disciplina in materia di sospensione dei pagamenti senza dover dichiarare l'inagibilità dell'immobile;
 - prevede, altresì, che gli esercenti pongano pari a 0 tutte le componenti fisse (espresse in centesimi di euro/punto di prelievo o punto di riconsegna/anno) comprese le componenti direttamente fissate dal venditore (tipicamente a copertura dei costi di commercializzazione) fino al 31 dicembre 2020;
- relativamente ai soggetti beneficiari della sospensione dei termini di pagamento, colpiti dagli eventi sismici verificatisi a far data dal 24 agosto 2016 (terremoto Centro Italia):
 - differisce il termine di sospensione dei pagamenti, di cui al comma 3.1-*bis* della delibera 810/2016/R/com, sino alla data dell'1 gennaio 2020, limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, ai sensi del testo unico di cui al DPR 445/00;
 - prevede che la fattura unica di conguaglio, di cui agli articoli 14 e 31 della delibera 252/2017/R/com, non possa essere emessa oltre il termine del 31 marzo 2020 e debba comprendere anche gli importi non

24 Le agevolazioni sono riconosciute per un periodo di 36 mesi a decorrere dalla data del 24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 o 18 gennaio 2017.

fatturati sino allo scadere del termine di sospensione dei pagamenti;

- per quanto concerne le utenze/forniture dei Comuni di Casamicciola Terme, Lacco Ameno e Forio:
 - applica la disciplina in materia di sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere fino al 1 gennaio 2020, limitatamente ai soggetti che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, ai sensi del testo unico di cui al DPR 445/00 e al

contempo prevede che i soggettidanneggiati, che non intendano avvalersi della menzionata sospensione, possano provvedere ai pagamenti secondo i normali termini di scadenza delle fatture;

- prevede che, a tutela dei clienti e degli utenti finali colpiti, gli esercenti l'attività di vendita e i gestori del SII non diano corso a eventuali azioni di sospensione della fornitura, anche nel caso di morosità verificatesi precedentemente alla data del 21 agosto 2017.

Misure a tutela delle popolazioni danneggiate dal crollo del viadotto Polcevera a Genova

In seguito al crollo di parte del viadotto Polcevera sull'autostrada A10, noto come Ponte Morandi, avvenuto a Genova il 14 agosto 2018, con delibera del 15 agosto 2018, il Consiglio dei Ministri ha dichiarato lo stato di emergenza per 12 mesi a decorrere dalla medesima data. Con l'ordinanza del 20 agosto 2018, n. 539, del Capo del Dipartimento della protezione civile, il Presidente della Regione Liguria è stato nominato Commissario delegato per fronteggiare l'emergenza. Quest'ultimo, con comunicazione del 22 agosto 2018, ha richiesto all'Autorità di intervenire con urgenza per sospendere i termini di pagamento delle fatture per le forniture dei servizi di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo reti canalizzate e del servizio idrico integrato (comprensivo di ciascun singolo servizio che lo compone), relativamente alle utenze degli edifici coinvolti dall'evento calamitoso, fornendo una prima individuazione degli edifici medesimi.

L'Autorità ha adottato un provvedimento d'urgenza a tutela e garanzia dei soggetti titolari delle utenze site negli edifici coinvolti dall'evento calamitoso. In particolare, con la delibera 30 agosto 2018, 442/2018/R/com, l'Autorità ha previsto:

- la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere, relative alle utenze e alle forniture coinvolte dal crollo;
- la sospensione dei termini di pagamento delle fatture ovvero degli avvisi di pagamento relativi ai corrispettivi dovuti per l'allacciamento, l'attivazione, la disattivazione, la voltura o il subentro dai soggetti titolari delle utenze e delle forniture colpite;
- l'assimilazione alle utenze domestiche residenti delle nuove utenze/forniture attivate successivamente al crollo dai soggetti titolari di utenze colpite.

L'elenco delle utenze coinvolte dal crollo è stato da ultimo aggiornato, con la comunicazione del 13 settembre 2018, dal Presidente della Regione Liguria, il quale ha provveduto a integrare l'elenco degli edifici coinvolti dall'evento calamitoso e ha richiesto per le utenze interessate l'applicazione delle misure di sospensione dei termini di pagamento. L'Autorità in data 8 ottobre 2018, con uno specifico chiarimento, ha pertanto integrato l'elenco delle utenze a cui si applicano le misure adottate con la menzionata delibera 442/2018/R/com. Tali misure trovano applicazione per tutta la durata del periodo di vigenza dello stato di emergenza.

Capitolo 10



VIGILANZA E CONTENZIOSO

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Nell'ambito delle attività di *enforcement*, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, Autorità) effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie, in seguito a segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici o individuando di volta in volta l'ambito di intervento attraverso la definizione di un programma di attività definito con cadenza annuale. A tal fine l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi.

Nel corso del 2018, hanno avuto luogo:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*; in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese;
- verifiche ispettive *in loco*, per un ampio spettro di tematiche, con attenzione particolare ai temi prioritari, come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e inerenti alle politiche di comunicazione delle società di distribuzione, elettriche e del gas, alla corretta contribuzione (da parte delle imprese regolate) degli oneri di funzionamento dell'Autorità, nonché alle informazioni fornite nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità.

In continuità con gli anni precedenti, l'Autorità ha svolto la maggior parte delle 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'articolo 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo della Guardia di Finanza, attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, costituisce un contributo essenziale alle attività di controllo dell'Autorità.

Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano casi di inottemperanza 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'implementazione o aggiornamento della disciplina regolatoria, nell'ottica del suo continuo miglioramento ed efficacia, nel processo adottato di ciclo regolatorio.

Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate: l'ambito dell'indagine è stato ulteriormente definito ed esteso con le successive delibere 14 aprile 2016, 177/2016/E/gas, e 6 aprile 2017, 220/2017/R/gas. Con tali estensioni sono stati effettuati controlli di natura documentale sui costi di investimento dichiarati ai fini della determinazione delle tariffe pagate dai clienti finali.

Le citate estensioni hanno riguardato in particolare il Canone per l'occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP) versato dalla società Italgas al Comune di Roma negli anni 2011, 2012 e 2013 e le rettifiche tariffarie richieste dalle società Italgas e Napoletana Gas, successivamente fusa per incorporazione in Italgas. Le attività svolte nel corso del 2018, con la collaborazione del Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di Finanza, hanno determinato gli esiti approvati con la delibera 9 ottobre 2018, 494/2018/E/gas, nella quale sono riportate le criticità riscontrate con riferimento ad alcune voci di costo dichiarate.

Nel 2018, con la delibera 642/2018/E/gas, l'ambito della citata indagine pluriennale è stato ulteriormente esteso per includere gli impianti della società Comest. Il termine previsto per la chiusura dell'indagine è stato fissato al 30 giugno 2019.

Verifiche ispettive

L'Autorità, ai fini di un efficace svolgimento della propria attività di controllo presso gli operatori regolati, si è avvalsa nel 2018, 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:

- della Guardia di Finanza e, soprattutto, del Nucleo speciale beni e servizi (fino al 15 luglio 2018 Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico), per 106 verifiche delle 108 complessive effettuate;
- di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili (Innovhub), per i controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite i prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (51 controlli effettuati);
- del Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'articolo 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 28 dicembre 2009, GOP 71/09; 16 luglio 2010, GOP 43/10; 29 novembre 2012, 509/2012/E/com; 11 dicembre 2015, 597/2015/E/com);

- della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), con particolare riferimento alle verifiche svolte in materia di compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti e in materia di agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese energivore.

Nel corso del 2018, che ha visto un forte sviluppo delle attività legate all'indagine sugli investimenti e ai controlli documentali, sono state effettuate nel complesso (tavola 10.1) 108 verifiche ispettive. La tavola 10.2 evidenzia l'ampio spettro degli argomenti affrontati, sia nelle annualità trascorse che in modo ancor più rilevante nel 2018, anno in cui sono state effettuate verifiche ispettive in tre nuovi campi d'indagine (compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela, Bolletta 2.0 e investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione elettrica). È proseguito inoltre il consolidamento delle attività ispettive negli altri ambiti ritenuti prioritari, ai fini di un'adeguata copertura dei controlli rispetto alla platea degli operatori presenti e degli utenti serviti, con particolare attenzione alla qualità dei servizi elettrici e del gas, e agli aspetti tariffari nel settore idrico.

TAV. 10.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2014-2018 - Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2014	2015	2016	2017	2018
Tutela dei consumatori	11	16	9	8	9
Tariffe e <i>unbundling</i>	6	2	-	5	2
Qualità del servizio	92	83	87	84	76
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	-	2	4	5	7
Connessione degli impianti di produzione	3	2	3	11	5
Impianti incentivati	22	14	2	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	6	9	11	9	7
TOTALE	140	128	116	124	108
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza - Nucleo speciale beni e servizi	118	114	114	122	106
Stazione sperimentale per i combustibili	68	55	61	61	51
Cassa per i servizi energetici e ambientali	4	6	5	4	7
Gestore dei servizi energetici	22	14	7	2	2

Fonte: ARERA.

TAV. 10.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2014-2018

ARGOMENTO	2014	2015	2016	2017	2018
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	-	-	-	-	4
Impegni ripristinatori	-	-	-	3	2
Qualità dei servizi telefonici commerciali (<i>customer care</i>)	-	-	4	-	-
Misura dell'energia elettrica e del gas	5	3	-	3	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	3	5	-	-	-
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	3	3	-	-	-
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	-	5	-	2	3
Agevolazioni per i Sistemi efficienti di utenza o Sistemi a essi equivalenti	-	-	5	-	-
Tariffe e unbundling					
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	-	-	-	-	2
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica	-	-	-	2	-
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	4	1	-	-	-
Unbundling distribuzione	2	-	-	3	-
Trasporto gas	-	1	-	-	-
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	7	4	6	8	10
Incentivi per misuratori elettronici	6	6	3	-	-
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	68	55	61	61	51
Incentivi della sicurezza gas	5	6	5	3	2
Sicurezza del servizio gas	1	-	1	2	2
Servizio di pronto intervento gas	4+CT ^(A)	11+CT ^(A)	10+CT ^(A)	9+CT ^(A)	10+CT ^(A)
 Mercati all'ingrosso e retail					
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
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia (da valutare, in attesa di aggiornamenti)	-	2	-	-	-
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione gas	-	-	4	-	-
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	3	-	-	1	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	-	2	3	10	5
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	22	14	2	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	6	9	11	9	7
TOTALE	140	128	116	124	108

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, vedi infra).
Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di Bolletta 2.0

Nel periodo febbraio 2018 - aprile 2018 sono state effettuate quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 5 dicembre 2017, 809/2017/E/com, nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di Bolletta 2.0.

La Bolletta 2.0 è stata introdotta con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, ed è finalizzata a semplificare i contenuti e i termini utilizzati nel documento di fatturazione dei consumi, per garantire ai clienti finali una maggior chiarezza complessiva del documento stesso.

Nel corso delle attività è stato acquisito un campione di documenti di fatturazione per verificare il rispetto dei diversi obblighi regolatori vigenti. Le verifiche hanno interessato due grandi e due medie imprese di vendita.

In esito alle verifiche sono emersi diversi profili di violazione degli obblighi previsti dalla Bolletta 2.0. In particolare rilevano, tra le altre, le inadempienze che hanno come conseguenza l'informazione non corretta al cliente sui corrispettivi medi pagati, la mancata indicazione separata degli importi fatturati (tra spesa per energia e per trasporto/oneri), la non chiarezza in merito alla fatturazione su consumi reali o stimati, o la mancata informazione sulle procedure di morosità previste dal contratto in presenza di bollette già scadute e non pagate; e ancora, la violazione di altre disposizioni dell'Autorità che prevedono l'inserimento in fattura di specifiche informazioni (per esempio sul diritto del cliente di chiedere il risarcimento di eventuali ulteriori danni in caso di corresponsione di indennizzi automatici) e l'addebito ai clienti finali di importi non consentiti per il ricevimento della fattura cartacea, in violazione dell'articolo. 9, comma 8 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, Inoltre, a una società è stato contestato il mancato riconoscimento al cliente, in caso di recesso anticipato dal contratto, dei minori consumi rispetto alla taglia concordata (mentre eventuali consumi in eccesso sono stati fatturati). Infine, è emerso che due società hanno addebitato ai clienti finali importi, non consentiti, per la scelta di modalità di pagamento delle fatture non automatiche (bollettino postale o bonifico), in possibile violazione dell'articolo 62 del Codice del consumo, per cui le società interessate

sono state segnalate all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM).

A seguito degli esiti sono stati avviati quattro procedimenti sanzionatori con determinine 31 luglio 2018, 50/2018/com-DSAI, 31 luglio 2018, 51/2018/com-DSAI, 21 settembre 2018, 59/2018/com-DSAI, e 5 ottobre 2018, 61/2018/com-DSAI, per le quali le imprese hanno presentato proposte di impegni relativi alle condotte contestate, ai sensi della delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com.

Con la delibera 18 dicembre 2018, 666/2018/S/com, è stata dichiarata inammissibile la proposta di impegni presentata da un venditore di grandi dimensioni.

Con la delibera 19 marzo 2019, 97/2019/S/com, è stata dichiarata ammissibile la proposta di impegni presentata da un venditore di medie dimensioni.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.3.

TAV. 10.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di Bolletta 2.0.*

Febbraio - Aprile 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi e due medie imprese di vendita.	Verifica del rispetto degli obblighi derivanti dalla Bolletta 2.0, di cui alla delibera 501/2014/R/com.	<p>Riscontrate violazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - alla Bolletta 2.0; - ad altre disposizioni dell'Autorità che prevedono l'inserimento in bolletta di specifiche informazioni; - al divieto di addebito di corrispettivi non consentiti per l'invio al cliente della fattura cartacea; - al divieto di addebito di penali per recesso anticipato del cliente; - al divieto di addebito ai clienti di oneri non consentiti per la scelta di modalità di pagamento non automatiche. <p>Avviati quattro procedimenti sanzionatori per due grandi e due medie imprese di vendita. Dichiarata inammissibile una proposta di impegni presentata da una società di grande dimensione. Dichiarata ammissibile una proposta di impegni presentata da una società di medie dimensioni. Effettuata segnalazione all'AGCM.</p>

(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.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 93/11

Nel periodo gennaio 2018 febbraio 2018 sono state effettuate, ai sensi della delibera 21 settembre 2017, 642/2017/E/com, due verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni ripristinatori.

I controlli avevano lo scopo di accertare il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'articolo 19 dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com¹.

In particolare, sono stati verificati:

- l'effettiva cessazione delle condotte contestate;
- la conformità fra gli impegni approvati e l'attuazione degli stessi;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento degli stessi;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, esattezza e rappresentatività dei documenti e delle informazioni sulle quali si fondano i provvedimenti di approvazione.

Le verifiche ispettive, che hanno interessato un'impresa di distribuzione elettrica di grandi dimensioni e un'impresa di distribuzione del gas naturale di medie dimensioni, hanno consentito di accertare il rispetto, da parte delle due società sottoposte a controllo, della regolazione oggetto di contestazione nel procedimento sanzionatorio, nonché il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti e approvati.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.4.

Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel periodo luglio - settembre 2018 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 169/2018/E/eel, in materia di agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a una rete interna di utenza (RIU), in collaborazione, oltre che con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, con CSEA.

Le verifiche, svolte nei confronti del gestore della RIU, erano tese all'accertamento del rispetto delle disposizioni

¹ A seguito del decreto legislativo n. 93/11 (art. 45, comma 5) l'Autorità si è dotata, con delibera 243/2012/E/com, di una procedura sugli impegni ripristinatori che consente alle imprese sottoposte a procedimento sanzionatorio, di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati.

dell'Autorità che disciplinano le modalità di determinazione del bilancio energetico della rete privata ai fini dell'erogazione delle agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a tale rete.

I controlli sono stati effettuati per mezzo di un sopralluogo presso la RIU e la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi tra cui:

- mappe catastali, schemi unifilari e rilevazioni fotografiche;
- documentazione inerente alle caratteristiche tecniche dei principali elementi che costituiscono la RIU, incluse le apparecchiature di misura dell'energia elettrica;
- documentazione inerente alle attività delle imprese connesse alla RIU;
- eventuali accordi esistenti per la gestione della RIU e la contabilizzazione dei flussi di energia elettrica.

L'attività di verifica non ha evidenziato violazioni alla regolazione dell'Autorità da parte delle tre imprese. In due casi su tre, tuttavia, sono state individuate azioni a seguire a carico delle imprese (tavola 10.5).

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica in materia di investimenti

Nel mese di giugno 2018 sono state effettuate due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 26 ottobre 2017, 712/2017/E/eel, in materia di investimenti dichiarati dalle imprese ai fini dell'approvazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e successivi, nei confronti di due piccole imprese di distribuzione di energia elettrica della Provincia Autonoma di Bolzano.

Le verifiche ispettive si sono svolte, in collaborazione, oltre che con Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, anche con CSEA. Hanno avuto l'obiettivo di verificare il rispetto delle disposizioni regolatorie del TIT² e del TICA³ con riferimento:

- ai dati comunicati ai fini dell'applicazione dei meccanismi di perequazione di cui agli articoli 36, 37 e 38 del TIT 2008-2011;
- alle connessioni di impianti di produzione tra l'anno 2008 e l'anno 2012;

TAV. 10.4 Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 93/11

Gennaio - Febbraio 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di distribuzione elettrica e una media impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica del rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'articolo 19 dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com.	Esito conforme per le due imprese.

(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.

TAV. 10.5 Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza a cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Luglio - Settembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre gestori di una RIU.	Verifica delle modalità di determinazione del quantitativo complessivo di energia elettrica utilizzata annualmente dall'impresa a forte consumo di energia.	Esiti conformi alla regolazione dell'Autorità per tre gestori. Per due gestori individuate azioni a seguire a carico delle imprese.

Fonte: ARERA.

² Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

³ Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione.

- ai contributi per la connessione di impianti di produzione, incassati negli anni 2008-2012, ai sensi della regolazione vigente nei diversi anni.

Le verifiche sono state estese anche ai dati riferiti agli anni 2013 e 2014 in ragione dell'avvenuta approvazione delle tariffe di riferimento provvisorie relative agli anni 2015 e 2016.

Nel corso della verifica ispettiva sono state riscontrate criticità con riferimento ad alcuni dati trasmessi e pertanto è prevista una correzione degli importi dichiarati in sede di rideterminazione delle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.6.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Nel periodo maggio 2018 - giugno 2018 sono state effettuate cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 8 marzo 2018, 126/2018/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio. Le suddette imprese distributrici non partecipano direttamente alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023 (Titolo 4 del TIQE⁴), tuttavia possono comunque essere soggette a controlli a campione, con addebito di penalità in caso di non conformità degli indicatori di continuità. Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la

corretta applicazione da parte degli esercenti, ai fini di quanto previsto dall'articolo 34 del Titolo 4 del TIQE:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del TIQE, comunicate nell'anno 2017;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato cinque piccole imprese di distribuzione elettrica.

Per quattro piccole imprese sono state riscontrate non conformità che hanno determinato per i gestori i seguenti effetti. Con le delibere dell'Autorità 24 maggio 2018, 297/2018/E/eel, 7 giugno 2018, 317/2018/E/eel, 21 giugno 2018, 343/2018/E/eel e 26 luglio 2018, 396/2018/E/eel è stato intimato alle imprese il versamento delle penalità. Inoltre, in esito alle suddette verifiche ispettive sono state avviate istruttorie formali a fronte del mancato rispetto delle disposizioni del TIQE, con determine 25 ottobre 2018, DSAI/62/2018/eel, 12 novembre 2018, DSAI/64/2018/eel, 6 dicembre 2018, DSAI/71/2018/eel. In esito alla quinta verifica il controllo ha avuto esito conforme.

Nel periodo luglio 2018 - ottobre 2018 sono state effettuate cinque ulteriori verifiche ispettive, ai sensi della delibera 21 giugno 2018, 344/2018/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte degli esercenti, ai fini di quanto previsto dall'articolo 34 del Titolo 4 del TIQE:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del

TAV. 10.6 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di investimenti*
Giugno 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due piccole imprese di distribuzione dell'energia elettrica.	Verifica dei dati comunicati in materia di investimenti dichiarati ai fini dell'approvazione delle tariffe di riferimento.	Riscontrate criticità per alcuni dati trasmessi. Previste correzioni in sede di rideterminazione tariffaria.

(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.

4 Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE).

TIQE, comunicate nell'anno 2018;

- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2018, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato due medie e tre piccole imprese di distribuzione elettrica.

In esito alla verifica effettuata presso una piccola impresa comunale si è riscontrata una non conformità che ha determinato per il distributore una penalità. Inoltre, nel corso della verifica ispettiva è emerso che l'impresa non disponeva di un piano di emergenza conforme alla Guida 0-17 del CEI, come previsto dall'articolo 59 del TIQE. Pertanto, con la delibera 5 dicembre 2018, 624/2018/E/eel, è stato intimato all'impresa, oltre al versamento della penalità, l'adempimento, con urgenza, all'obbligo di predisposizione del piano di emergenza ai sensi dell'articolo 59 del TIQE.

Nel corso della medesima verifica è stata altresì riscontrata la mancata registrazione automatica delle interruzioni in violazione dell'articolo 3 del TIQE, non ricompresa nelle penalità di cui all'ISR e la mancata installazione di misuratori elettronici in violazione dell'articolo 8 dell'Allegato A alla delibera 18 dicembre 2006, 292/06. Con determina 14 marzo 2019, 11/2019/eel-DSA1 è stato avviato un procedimento sanzionatorio per le suddette violazioni oltre che per violazioni in materia di rilevazione delle misure (ai sensi del TIME⁵) e in materia di frequenza e tempistica

della fatturazione (ai sensi del TIF⁶). Infine, è emersa la presenza di diversi elementi che hanno evidenziato la non corretta gestione del servizio pubblico da parte della medesima impresa comunale anche sotto il profilo più generale dell'adeguatezza dell'infrastruttura. Infatti, sono state riscontrate evidenti carenze impiantistiche in tema di sicurezza, tali da costituire un potenziale pericolo per la pubblica incolumità. Pertanto, la Guardia di Finanza e l'Autorità hanno segnalato lo stato di grave criticità degli impianti del Comune agli enti competenti.

In esito alle rimanenti quattro verifiche effettuate ai sensi della delibera 344/18 non sono state riscontrate criticità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio*
Maggio - Giugno 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese; otto piccole imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per due medie e tre piccole imprese. Esito non conforme cinque piccole imprese con conseguente addebito di penalità. Riscontrate violazioni del TIQE per quattro piccole imprese (avviati procedimenti sanzionatori). Riscontrata non adeguatezza dell'infrastruttura sotto il profilo della sicurezza degli impianti per una piccola impresa comunale (effettuate le segnalazioni agli enti competenti); avviato procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di TIQE, TIME, TIF e di obblighi di installazione dei misuratori elettronici.

(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.

5 Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica.

6 Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2018 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 27 settembre 2018, 466/2018/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, n. 250/04, al Cap. 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (*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 nell'anno 2018, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel (TIQE) anche ai fini di quanto disciplinato dall'articolo 8 del medesimo Allegato.

Nel corso della verifica ispettiva sono state riscontrate alcune anomalie nella registrazione degli eventi interruttivi e pertanto è prevista una riduzione degli incentivi riconosciuti.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 10.8

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2018 - 31 dicembre 2018 sono stati eseguiti 51 controlli sulla qualità del gas presso 41 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 13 luglio 2017, 521/2017/E/gas (per il periodo gennaio 2018 - marzo 2018), e 14 giugno 2018, 327/2018/E/gas (per il periodo novembre 2018 - dicembre 2018).

Tali controlli, 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. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

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 51 controlli effettuati sono stati accertati *in loco*, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, sette casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato le denunce alle competenti Procure della Repubblica. In esito ai controlli sull'odorizzazione disposti con delibera 521/2017/E/gas, in data 21 giugno 2018 l'Autorità ha trasmesso ai Sindaci competenti la segnalazione 345/2018/I/gas, pubblicata sul sito internet dell'Autorità, in merito alla sicurezza degli impianti di distribuzione del gas naturale gestiti dalla Metagas, in considerazione delle reiterate violazioni poste in essere in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale dalla società e riscontrate durante i sopralluoghi ispettivi.

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 10.9.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo febbraio 2018 - marzo 2018 sono state effettuate le ultime due verifiche ispettive del programma di

7 Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, allegato alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

cinque, approvato con delibera 27 luglio 2017, 546/2017/E/ gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti, ai sensi della RQDG⁷.

Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni del gas.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande e una media impresa 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

dall'impresa, al 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 media impresa sottoposta a controllo: l'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Con determina 2 agosto 2018, 56/2018/gas-DSAI, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti dell'impresa.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.10.

TAV. 10.8 *Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio*
Novembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Riscontrate alcune anomalie nelle registrazioni delle interruzioni. Prevista riduzione degli incentivi riconosciuti.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.9 *Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas*
Gennaio - Dicembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
51 controlli, di cui: - 16 su impianti di 7 grandi imprese; - 29 su impianti di 29 medie imprese; - 6 su impianti di 5 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 15 impianti di 6 grandi imprese, per 25 medie e 4 piccole imprese. Accertati sette casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per un impianto di una grande impresa, per quattro medie imprese e per due impianti di una piccola impresa. Inviata una segnalazione ai Sindaci territorialmente competenti per reiterazione di violazioni in materia di odorizzazione e di sicurezza del servizio da parte di una piccola 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.

TAV. 10.10 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio*
Febbraio - Marzo 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e una media impresa.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per una media impresa e avviato il conseguente procedimento sanzionatorio. Prevista rideterminazione degli incentivi con successivo provvedimento. Inviata una segnalazione ai Sindaci territorialmente competenti per reiterazione di violazioni in materia di odorizzazione e di sicurezza del servizio da parte di una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nell'ambito di un procedimento sanzionatorio e prescrittivo avviato in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale

Nel mese di settembre 2018 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 15 marzo 2018, 146/2018/E/gas, nell'ambito del procedimento sanzionatorio avviato in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale con determina 10 novembre 2017, 69/2017/gas-DSAI.

Il procedimento sanzionatorio era stato avviato per violazione degli obblighi di qualità del servizio di trasporto di cui alla RQTG⁸, come emerso dalla documentazione acquisita nell'ambito dell'indagine conoscitiva (chiusa con la delibera del 16 febbraio 2017, 58/2017/E/gas) avviata a seguito di un incidente verificatosi in data 20 marzo 2014, occasionato da un fuori servizio non programmato di un metanodotto, in conseguenza di uno smottamento che aveva provocato la rottura di una condotta con conseguente fuoriuscita incontrollata di gas.

Le operazioni di verifica hanno avuto a oggetto la sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale ai sensi della RQTG 10/13 e RQTG 14/17. In particolare, il controllo ha riguardato:

- l'attività di sorveglianza della rete con riferimento alle modalità di svolgimento, rendicontazione, gestione delle eventuali anomalie/segnalazioni riscontrate, rintracciabilità e archiviazione degli esiti dell'attività svolta;
- le verifiche inerenti informazioni e dati comunicati all'Autorità ai sensi dell'articolo 11 della RQTG.

L'attività ispettiva ha consentito di accertare il sopravvenuto rispetto da parte della società, successivamente alla chiusura dell'Indagine conoscitiva, della regolazione oggetto di contestazione nel procedimento sanzionatorio avviato con la citata determina (tavola 10.11).

Verifica ispettiva in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale a seguito di mancato invio all'Autorità del rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersione di gas di cui al comma 12.4 della RQDG

Nel mese di febbraio 2018 è stata effettuata una verifica ispettiva in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi della delibera 30 novembre 2017, 791/2017/E/gas.

La verifica si è resa necessaria in quanto con la delibera 24 novembre 2016, 686/2016/R/gas, l'Autorità, nel determinare i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014, si è riservata di compiere ulteriori approfondimenti nei confronti, tra gli altri, di una piccola impresa di distribuzione al fine di appurare le motivazioni dell'invio all'Autorità di documentazione non attinente alla predisposizione del rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersione di gas di cui al comma 12.4 della RQDG.

La predisposizione del rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersione gas consente il monitoraggio del rischio di un impianto di distribuzione gas attraverso il calcolo di un apposito indice di rischio e quindi consente il monitoraggio dell'adeguatezza del livello di sicurezza del servizio; la sua mancanza, come nel caso dell'impresa oggetto della verifica ispettiva in commento, può essere sintomo di inadeguatezza dei livelli di sicurezza.

In esito alla verifica ispettiva sono state riscontrate numerose inottemperanze alla RQDG ed è stato avviato, con determina 2 agosto 2018, 55/2018/gas-DSAI, il conseguente provvedimento nei confronti della società per l'accertamento di violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale e per l'adozione di

TAV. 10.11 *Verifica ispettiva nell'ambito di un procedimento sanzionatorio e prescrittivo avviato in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale*
Settembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasporto del gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale di cui alla RQTG.	Verificato il sopravvenuto rispetto della RQTG per una impresa di trasporto del gas naturale.

Fonte: ARERA.

8 Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale - Sicurezza del servizio.

provvedimenti sanzionatori e prescrittivi.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tav. 10.12.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile 2018 - maggio 2018 sono stati effettuati 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 15 marzo 2018, 147/2018/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio 2018 - dicembre 2018, sono state altresì effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 10 imprese, individuate anche in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle

imprese distributtrici 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, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributtrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla RQDG e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Le verifiche ispettive, svolte nel periodo luglio 2018 - dicembre 2018, hanno interessato una grande, quattro medie e cinque piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di rilevare per una grande, due medie e tre piccole imprese, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG. Con determine 14 gennaio 2019, 1/2019/gas-DSAI, e 22 febbraio 2019, 8/2019/gas-DSAI, sono stati avviati i primi due procedimenti sanzionatori.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.13.

TAV. 10.12 Verifica ispettiva in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

Febbraio 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa di distribuzione del gas.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas di cui alla RQDG.	Verificato il mancato rispetto della RQDG per una piccola impresa. Avviato un procedimento sanzionatorio in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

(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.

TAV. 10.13 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributtrici di gas in materia di pronto intervento

Aprile - Dicembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: - 50 imprese di distribuzione del gas. Verifiche ispettive: - una grande impresa; - quattro medie imprese; - cinque piccole imprese.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento per una grande, quattro medie e cinque piccole imprese di distribuzione del gas. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso una grande, due medie e tre piccole imprese. Avviati i primi due provvedimenti sanzionatori.

(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 esercenti la vendita di energia elettrica nel regime di maggior tutela, in materia di compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti

Nel periodo febbraio 2018 - marzo 2018 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 25 gennaio 2018, 26/2018/E/eel, in materia di compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti.

Le verifiche, svolte presso due grandi venditori esercenti l'attività di vendita di energia elettrica nel regime di maggior tutela, avevano la finalità di accertare la corretta applicazione dell'intera procedura prevista per la liquidazione della compensazione economica, così come declinata dall'articolo 16bis del *Testo integrato vendita (TIV)*, con particolare riferimento a:

- modalità di individuazione dei prelievi fraudolenti;
- importi fatturati in relazione a prelievi fraudolenti;
- importi incassati a fronte delle fatture emesse;
- emissione delle fatture di chiusura;
- azioni intraprese dall'impresa per la gestione e il recupero del credito.

Le verifiche ispettive si sono svolte, in collaborazione, oltre che con Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, anche con CSEA.

L'attività di verifica non ha evidenziato violazioni alla regolazione dell'Autorità da parte delle due imprese (tavola 10.14).

Tuttavia, l'analisi dei casi specifici relativi alla gestione del processo di fatturazione e recupero del credito per alcuni clienti, estratti in maniera casuale dall'elenco dei

clienti indicati nelle istanze di rimborso, ha consentito di riscontrare inerzie, sia da parte dell'impresa distributrice, sia da parte dell'esercente la maggior tutela, che hanno comportato un lungo tempo intercorrente tra la data dell'individuazione della frode e la data dell'emissione della relativa fattura. Alla luce delle informazioni acquisite in sede di verifica ispettiva, l'Autorità ha deciso di rivedere il meccanismo di rimborso degli oneri per la morosità di clienti frodati disciplinato dal TIV. Con la delibera 568/2018/R/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di misure di efficientamento della gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti ed è stata sospesa l'efficacia dell'articolo 16bis del TIV; con il documento di consultazione 49/2019 del 12 febbraio 2019 è stata emanata una consultazione funzionale al suddetto efficientamento.

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 mese di gennaio 2018 è stata effettuata la seconda verifica del programma di due ispezioni approvato con la delibera 10 novembre 2017, 740/2017/E/eel, da svolgere nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII).

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 contratti stipulati con i clienti finali;
- il controllo delle tempistiche di ottemperanza degli

TAV. 10.14 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica in materia di compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese di vendita di energia elettrica in maggior tutela.	Verifica del rispetto degli obblighi previsti per la liquidazione della compensazione economica dei prelievi fraudolenti, ai sensi dell'articolo 16bis del TIV.	Esito conforme per due imprese. Alla luce degli esiti ispettivi è in corso di revisione il meccanismo attualmente vigente di rimborso degli oneri per la morosità derivante dalle frodi.

(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.

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 effettuata nei confronti di una grande impresa di distribuzione elettrica sono state riscontrate criticità nell'applicazione degli obblighi informativi verso il SII e pertanto è stato avviato un provvedimento sanzionatorio con determina 10 luglio 2018, 47/2018/eel-DSAI.

Nel periodo giugno 2018 - dicembre 2018 sono state effettuate quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 11 aprile 2018, 233/2018/E/com. Il nuovo programma, approvato al fine di proseguire con le verifiche sul rispetto degli adempimenti nell'uso del SII, ha esteso l'ambito dei controlli dal solo mercato elettrico anche al mercato del gas naturale.

L'analisi degli esiti delle ispezioni svolte ai sensi della succitata delibera ha consentito di rilevare criticità nell'applicazione degli obblighi regolatori in materia di SII per una media impresa di distribuzione elettrica, una media impresa di distribuzione del gas e per due grandi venditori (tavola 10.15).

Con le determine 19 dicembre 2018, 72/2018/eel-DSAI, 21 dicembre 2018, 73/2018/gas-DSAI, e 18 marzo 2019, 12/2019/eel-DSAI, sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori in esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 233/2018/E/com.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo ottobre 2018 - dicembre 2018 sono state effettuate cinque verifiche ispettive ai sensi della delibera 22 febbraio 2018, 93/2018/E/eel, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità, 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.

Le verifiche, finalizzate 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 state condotte 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 svolte nel 2018 hanno interessato cinque produttori di energia elettrica 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 per quattro produttori non sono state rilevate non conformità alla regolazione, mentre

TAV. 10.15 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate nei settori elettrico e del gas naturale in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII*
Gennaio - Dicembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e una media impresa di distribuzione elettrica, una media impresa di distribuzione del gas, due grandi venditori.	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 grande e una media impresa di distribuzione elettrica, una media impresa di distribuzione del gas, due grandi venditori. Avviati i primi quattro provvedimenti sanzionatori.

(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.

per un'impresa è stata riscontrata una non conformità, in termini di un'errata impostazione delle soglie di intervento in frequenza delle protezioni interne agli inverter. È stato proposto il conseguente avvio di procedimento sanzionatorio per l'impresa.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.16.

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. 12, 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 utilizzato per la centralizzazione di un ampio spettro di processi commerciali e di interazioni tra gli operatori lungo le filiere elettrica e del gas (cfr. Capitolo 8).

Verifiche ispettive e controlli documentali sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Con la delibera 28 giugno 2016, 346/2016/E/efr, l'Autorità aveva approvato un programma pluriennale di verifiche predisposto dal GSE, con il quale viene completata ed esaurita l'attività di controllo sull'erogazione della componente incentivante di cui al provvedimento CIP6. Tale programma di verifiche si inseriva nell'alveo di quelle analoghe svolte negli anni precedenti, che avevano consentito di recuperare una quantità significativa di incentivi non dovuti riducendo il fabbisogno della componente tariffaria A₃.

Nel corso del 2018, nell'ambito del programma sopra citato, sono state effettuate le ultime due verifiche sugli impianti incentivati. In esito a tali verifiche non sono state riscontrate irregolarità. Con tali verifiche l'attività relativa al meccanismo d'incentivazione di cui al provvedimento CIP6

si è completata, in quanto risulta sostanzialmente terminata l'erogazione della componente incentivante.

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe e su altri aspetti regolati

Nel corso del 2018 sono state effettuate sette verifiche ispettive riguardanti il servizio idrico integrato:

- due sono state effettuate nel periodo febbraio - marzo a completamento del programma approvato con la delibera 3 agosto 2017, 569/2017/E/idr, in materia di regolazione tariffaria per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete);
- tre sono state effettuate nel periodo febbraio - marzo a completamento del programma approvato con la delibera 14 settembre 2017, 627/2017/E/idr, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (verifiche semplificate);
- una è stata effettuata nel mese di ottobre in attuazione del programma approvato con la delibera 29 marzo 2018, 170/2018/E/idr, in materia di tariffe idriche, per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (verifiche complete);
- una è stata effettuata nel mese di novembre in attuazione del programma approvato con la delibera 29 marzo 2019, 171/2018/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (verifiche semplificate).

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel 2018 sono sintetizzati nella tavola 10.17.

TAV. 10.16 *Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione
Ottobre - Dicembre 2018*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque 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 dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Riscontrato l'avvenuto adeguamento degli impianti per cinque produttori. Per un'impresa riscontrata una non conformità alle disposizioni. Proposto avvio sanzionatorio.

Fonte: ARERA.

Nel dettaglio, in esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 569/2017/E/idr, è stato avviato, nei confronti di un gestore di medie dimensioni, con determina 31 luglio 2018, 53/2018/idr-DSAI, un procedimento sanzionatorio per una pluralità di violazioni della regolazione in materia tariffaria del servizio idrico integrato. In seguito alla seconda verifica, effettuata presso un gestore di grandi dimensioni, con determina 14 settembre 2018, 58/2018/idr-DSAI, è stato avviato un procedimento sanzionatorio relativo alla mancata dichiarazione di contributi a fondo perduto, alla sovrastima del valore delle immobilizzazioni di un comune servito e alla mancata restituzione della tariffa di depurazione ad alcuni utenti che non usufruivano del servizio.

In esito ai controlli effettuati ai sensi della delibera 627/2017/E/idr, la prima verifica, svolta nei confronti di una gestione comunale di medie dimensioni, ha portato all'avvio di due procedimenti sanzionatori, con determina 11 luglio 2018, 48/2018/ldr-DSAI: il primo, nei confronti del consorzio intercomunale che svolge il servizio di acquedotto per il comune interessato dal controllo e altri due comuni consorziati, per l'incremento delle tariffe in violazione dell'esclusione dall'aggiornamento e il secondo nei confronti sia del consorzio sia del comune per la fatturazione della tariffa del servizio depurazione a circa 1.600 utenti non allacciati alla fognatura.

In esito alla seconda verifica, effettuata presso un comune di medie dimensioni, è stato avviato, con determina 12 luglio 2018, 49/2018/idr-DSAI, un procedimento sanzionatorio per incrementi tariffari illegittimi e violazione della tariffa d'ufficio approvata dall'Autorità.

La terza verifica ispettiva è stata effettuata presso un grande

gestore comunale e ha portato all'avvio di procedimento sanzionatorio con determina 1 agosto 2018, 54/2018/idr-DSAI, per la mancata applicazione delle tariffe d'ufficio.

La delibera 170/2018/E/idr prevedeva l'effettuazione di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 30 giugno 2018, in materia di tariffe idriche per gli anni 2012 - 2019 (verifiche complete). Le verifiche ispettive ai sensi della delibera citata avevano lo scopo di verificare, tra l'altro:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità;
- le tariffe applicate all'utenza;
- la verifica della struttura tariffaria adottata a decorrere dall'1 gennaio 2018 ai sensi della delibera 665/2017/R/idr;
- l'efficienza del servizio di misura.

Delle suddette quattro, la prima verifica ispettiva è stata effettuata nel mese di ottobre, presso un gestore di grandi dimensioni. Le risultanze sono in fase di valutazione.

La delibera 171/2018 prevedeva l'effettuazione di ulteriori 6 verifiche ispettive, da effettuare anch'esse entro il 30 giugno 2018, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (verifiche semplificate).

Delle suddette 6 verifiche, la prima è stata effettuata nel mese di novembre 2018 presso un gestore di grandi dimensioni, fornitore all'ingrosso a livello regionale. In esito alla verifica non sono emerse violazioni alla regolazione imputabili alla società, che ha applicato i moltiplicatori definiti dall'ente di governo dell'ambito e ha corretto le tempistiche di applicazione dei medesimi laddove non conformi a quelle dettate dall'Autorità. Si sono comunque raccolte evidenze in merito alle tariffe previgenti alla

TAV. 10.17 Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato

Febbraio - Novembre 2018

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese, quattro medie imprese.	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In esito alle verifiche effettuate ai sensi delle delibere 569/2017/E/idr e 627/2017/E/idr, riscontrate violazioni presso una grande impresa e quattro medie imprese e sono stati avviati i conseguenti procedimenti sanzionatori. Esiti in fase di valutazione per una verifica effettuata ai sensi della delibera 170/2018/E/idr nei confronti di una grande impresa. Esito conforme per una verifica effettuata ai sensi della delibera 171/2018/E/idr, presso un grande gestore fornitore all'ingrosso a livello regionale.

(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.

regolazione, prese a riferimento dall'ente di governo dell'ambito nelle predisposizioni, da valutarsi per un eventuale rideterminazione delle medesime da parte del suddetto Ente.

Controlli in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione, nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita di energia elettrica ai clienti liberi e ai clienti in maggior tutela

Con la delibera 13 novembre 2018, 561/2018/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di attività di controllo nei confronti di un campione rappresentativo di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali in maggior tutela e di vendita dell'energia elettrica ai clienti liberi, da effettuare entro il 30 giugno 2019.

Le verifiche hanno a oggetto il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 17 del *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), relative alla separazione delle attività di vendita a clienti in maggior tutela e a clienti del mercato libero, sia svolte nell'ambito dello stesso soggetto giuridico che nell'ambito di soggetti diversi ma appartenenti al medesimo gruppo societario.

In particolare sono oggetto di verifica:

- il marchio adottato per l'attività di vendita ai clienti finali in maggior tutela e quello adottato per l'attività di vendita ai clienti liberi, con particolare riferimento agli aspetti connessi al rischio di 'confusione';
- le politiche di comunicazione adottate con riferimento ai due mercati, incluse le campagne pubblicitarie, i siti internet, i documenti di fatturazione, la modulistica commerciale e le attività dei call center;
- le strutture organizzative e il personale utilizzato per le attività di vendita;

L'attività è stata avviata con una richiesta di informazioni inviata alle imprese. Successivamente all'esame delle informazioni trasmesse è previsto che, con successivo provvedimento, possano essere disposti accessi presso gli spazi in cui avviene l'attività di vendita, per verificare la *compliance* normativa.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

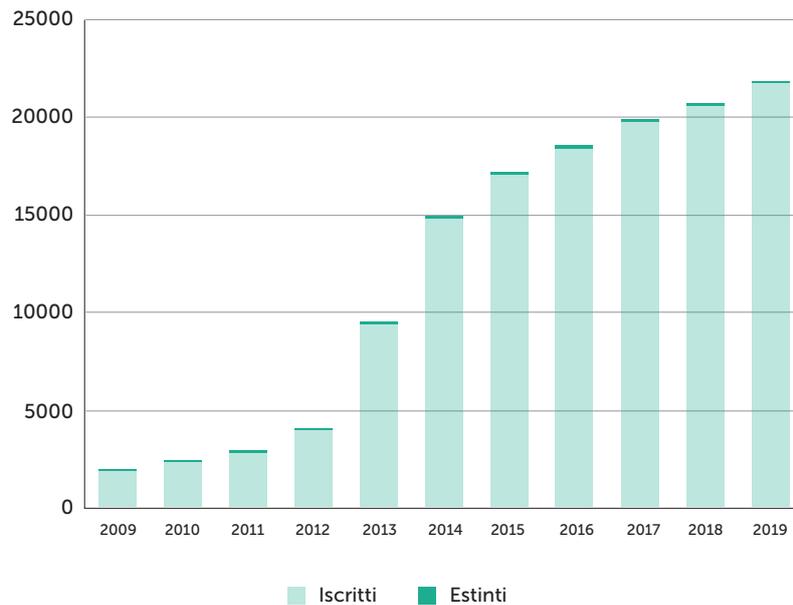
L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori è consistita nel completamento delle attività relative agli anni di versamento fino al 2016 e nell'avvio dei controlli riferiti al contributo versato nel 2017 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico. Analogamente a quanto fatto negli anni precedenti, l'attività si è articolata in tre distinte fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo, e 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 l'incrocio tra i soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e quelli che hanno inviato le dichiarazioni previste ai fini del versamento del contributo;
- controlli sostanziali volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

In esito ai controlli, svolti con la collaborazione del Nucleo Speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, sono state avviate azioni di recupero del contributo non versato che hanno comportato un significativo recupero dell'evasione o elusione contributiva.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2018 è continuata la collaborazione con il Nucleo Speciale beni e servizi della Guardia di Finanza per lo svolgimento dei controlli delle imprese iscritte nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nell'ambito di tale attività di cooperazione sono state scambiate notizie e informazioni su alcune imprese oggetto di controllo, grazie alle quali è stato possibile disporre di utili elementi informativi per successivi interventi e approfondimenti sul loro corretto

FIG. 10.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica Operatori dell'Autorità al 31/3 degli anni indicati*

Fonte: ARERA. Anagrafica operatori.

operato. Nel corso dell'ultimo anno il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 1.200 unità, mentre circa 100 operatori si sono estinti, in molti casi perché incorporati da altri soggetti; al 31/03/2019 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha sostanzialmente raggiunto le 20.500 unità (figura 10.1). Nell'anno passato, inoltre, il sistema di anagrafiche dell'Autorità si è arricchito di un nuovo strumento: con la delibera 7 giugno 2018, 320/2018/E/idr, l'Autorità ha

implementato l'Anagrafica territoriale del servizio idrico integrato (ATID) che fornisce la mappatura dei gestori in tutti i comuni italiani con riferimento ai comparti acquedotto-distribuzione, fognatura nera e mista, depurazione. La nuova anagrafica si è resa necessaria anche per gestire il sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici economicamente disagiati (*bonus idrico*).

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2018, l'Autorità ha rafforzato il coordinamento con il GME e con Terna in relazione agli obblighi di segnalazione di potenziali violazioni degli articoli 3 e 5 del regolamento (UE) 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), che l'articolo 15 assegna loro in quanto gestori di mercato, ovvero "persone" che compiono operazioni su prodotti energetici all'ingrosso a titolo professionale (PPAT).

Inoltre, l'Autorità ha confermato il proprio contributo fattivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER⁹ sia in ambito CEER¹⁰, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- la predisposizione delle Linee guida di ACER dedicate

all'individuazione di specifiche fattispecie manipolative;

- l'aggiornamento costante del Market Monitoring Handbook, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;
- la 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;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

9 Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

10 Council of European Energy Regulators.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Anche nel 2018 l'attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando un notevole incremento:

- del numero di avvisi di procedimenti sanzionatori e prescrittivi (104 nel 2018), pari al 55% in più rispetto alla media dei quattro anni precedenti (130¹¹ nel 2017, 55 del 2016, 43 del 2015, 40 del 2014);
- del numero di chiusure dei procedimenti (49 nel 2018), escluse le chiusure con procedura semplificata, pari a circa il 25% in più rispetto alla media dei quattro anni precedenti (54 nel 2017, 40 del 2016, 33 del 2015, 30 del 2014).

L'incremento dell'attività sanzionatoria è stato contestuale all'innalzamento del livello di tutela del diritto di difesa degli operatori, garantito dalle modifiche organizzative e regolamentari apportate dall'Autorità nel 2017 e portate a pieno regime nel 2018. In particolare, è da sottolineare che il rafforzamento delle garanzie procedurali, declinato nella specie con la separazione funzionale tra fasi istruttoria e decisoria – ora gestite da organi diversi quali la Direzione Sanzioni e Impegni (DSAI) e il Collegio supportato dall'Ufficio della Direzione Legale – non ha determinato impatti negativi sulle tempistiche dei procedimenti che, anzi, hanno registrato un consistente miglioramento, soprattutto nella fase decisoria. Tale risultato si colloca nell'ambito di un generale efficientamento dell'attività sanzionatoria, già peraltro perseguito con la piena implementazione delle procedure semplificate e degli impegni.

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della "procedura semplificata" di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'articolo 45 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e dall'articolo 5 dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com. L'alta percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (attestata al 71% circa dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 42 su 59) conferma l'utilità di tale istituto, ulteriormente apprezzabile sul fronte della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione 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.

Inoltre, l'anno 2018 ha visto una rivitalizzazione dell'istituto degli impegni (previsto dall'articolo 45 del decreto legislativo n. 93/11 e dagli articoli 16 e seguenti dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com). A differenza del 2017, nel quale non vi sono state delibere di ammissibilità e/o di approvazione di impegni, lo scorso anno sono stati adottati ben 11 provvedimenti in materia di impegni: una delibera di inammissibilità e cinque delibere di ammissibilità cui sono seguite, dopo il *market test*, cinque delibere di approvazione.

Nel corso del 2018 sono stati gestiti 229 provvedimenti di cui: 104 atti di avvio, 28 comunicazioni delle risultanze istruttorie, cinque delibere di ammissibilità degli impegni, una delibera di inammissibilità degli impegni, 91 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori e di archiviazione (comprensivi dei 42 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate, e di cinque delibere di approvazione degli impegni).

In particolare, i 59 procedimenti per i quali è stata utilizzata la sopra richiamata procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 33 violazioni in materia di servizio idrico integrato, 15 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e 11 violazioni della regolazione dei mercati energetici.

Fra i 91 procedimenti conclusi (comprensivi, come già detto, dei 42 avviati con procedura semplificata e andati a buon fine), 40 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui tre anche con adozione di provvedimento prescrittivo), due si sono conclusi con la rideterminazione della sanzione a seguito di contenzioso, un altro si è concluso con archiviazione, uno è stato dichiarato estinto e, infine, 5 procedimenti si sono conclusi con l'approvazione di impegni.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori

11 Tale numero elevato sconta ben 94 avvisi di procedimenti sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 20), 14 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema, uno la violazione di obblighi in materia di *unbundling* funzionale e contabile, uno la violazione di obblighi in materia di condizioni economiche nell'erogazione del servizio di connessione; infine, quattro si riferiscono a violazioni connesse a esigenze conoscitive. Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 41), due procedimenti riguardano la materia dei titoli di efficienza energetica, sei si riferiscono a obblighi relativi al sistema informativo integrato e al sistema indennitario in caso di morosità del cliente finale, 14 procedimenti riguardano la materia del dispacciamento, 13 violazioni quella della fatturazione dei consumi energetici, uno l'obbligo di partecipazione alle procedure conciliative e cinque esigenze conoscitive.

A dimostrazione di un sempre maggiore presidio nel rispetto della regolazione nel settore dei servizi idrici (nell'esercizio delle competenze derivanti dall'articolo 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201 convertito con modificazioni dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214), merita di essere sottolineato il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia, che si attesta sul dato di 43 atti di avvio rispetto ai 10 del 2017).

Nel 2018 i dati sintetici evidenziano la netta prevalenza dei procedimenti avviati per violazioni relative al servizio idrico integrato e ai mercati energetici (nell'ordine pari a circa il 41% e il 40%) rispetto a quelli avviati per violazioni in materia di infrastrutture energetiche (che si attestano intorno al 19%).

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Sicurezza del sistema

Nel 2018 l'Autorità ha avviato 14 procedimenti sanzionatori (di cui 12 anche per l'adozione di eventuali provvedimenti prescrittivi) nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di pronto intervento, nonché di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione e trasporto del gas naturale. Dei predetti procedimenti, 11 sono stati avviati con procedura semplificata e 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 gas, e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 70.630 euro.

Nelle medesime materie l'Autorità ha, altresì, concluso 10 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 115.200 euro, adottando in un caso anche un provvedimento prescrittivo. Infine, un ulteriore procedimento si è concluso con l'approvazione di impegni aventi a oggetto il miglioramento degli *standard* previsti dalla regolazione in materia di distribuzione del gas naturale (e in particolare, per l'eliminazione delle dispersioni di gas, per l'ispezione della rete e per il telecontrollo) nonché alla realizzazione di una campagna informativa in materia di sicurezza e pronto intervento gas.

Accesso, erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2018 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica.

Nel medesimo anno l'Autorità ha concluso due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di misura del gas naturale, irrogando sanzioni per complessivi 1.145.000 euro e un procedimento per l'inadempimento degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici di energia elettrica, irrogando una sanzione pecuniaria pari a 906.000 euro.

L'Autorità ha, altresì, concluso un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di fatturazione di componente tariffaria da parte di un'impresa distributrice di gas naturale nei confronti di una società esercente la vendita, irrogando una sanzione di 327.150 euro.

Unbundling contabile e funzionale

Nel 2018 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di *unbundling* funzionale e contabile. In particolare, con tale procedimento sono state contestate, a un distributore di energia elettrica, una serie di possibili violazioni in materia quali il mancato rispetto dei requisiti di indipendenza previsti per il Responsabile della conformità, la mancata gestione secondo criteri di efficienza ed economicità dell'attività di distribuzione nonché la mancata valorizzazione in base al principio del prezzo di libero mercato e la mancata produzione della documentazione completa che evidenzia puntualmente le modalità di calcolo dei prezzi, con

riferimento ad alcuni contratti *intercompany*.

Nello stesso anno, in materia di *unbundling* contabile, l'Autorità ha chiuso un procedimento irrogando una sanzione pecuniaria di 90.000 euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

In materia di violazioni di obblighi informativi afferenti l'*unbundling* funzionale, l'Autorità ha avviato quattro procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, tre dei quali si sono conclusi in quanto le società hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte nella misura di 17.000 euro.

Nel 2018, l'Autorità ha irrogato tre sanzioni, per un totale di 49.300 euro, ad altrettante imprese, per la violazione degli obblighi informativi relativi ai dati di qualità e alla *performance* del servizio di misura del gas naturale, nonché alla separazione funzionale.

Inoltre, una sanzione irrogata dall'Autorità per mancata ottemperanza a una richiesta di informazioni è stata rideterminata a seguito di contenzioso (importo di 537.600 euro).

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Certificati verdi e titoli di efficienza energetica

In materia di certificati verdi, l'Autorità ha concluso un procedimento sanzionatorio irrogando una sanzione pari a 18.300 euro. Mentre, nell'ambito dei titoli di efficienza energetica, l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori nei confronti di due distributori di gas naturale.

Mercati all'ingrosso

Nel 2018 l'Autorità ha avviato 14 procedimenti sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Nella stessa materia, l'Autorità ha concluso 15 procedimenti: 13 con irrogazione di sanzioni per un importo complessivo di 2.701.400 euro, uno con archiviazione e uno con estinzione.

Mercati *retail* e tutela dei clienti finali

Nel 2018 sono stati avviati 13 procedimenti sanzionatori (di cui 10 anche per l'adozione di provvedimenti prescrittivi) per l'accertamento di violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici e di trasparenza della bolletta, tre

dei quali si sono conclusi con l'approvazione di impegni aventi a oggetto la restituzione ai clienti finali di corrispettivi addebitati per la ricezione delle fatture cartacee, la realizzazione di un servizio di *check up* sui consumi energetici, la verifica di conformità periodica dei contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e gas naturale e, infine, il riconoscimento di un *bonus una tantum* per i clienti che scelgono la ricezione della fattura in formato elettronico. Infine, per uno dei predetti 13 procedimenti è stata dichiarata l'inammissibilità della proposta di impegni ed è pertanto proseguito il relativo procedimento sanzionatorio ordinario.

L'Autorità ha avviato quattro procedimenti sanzionatori e prescrittivi in forma semplificata per violazioni in materia di Sistema informativo integrato, tutti conclusi con l'adesione alla predetta procedura con pagamento di sanzioni ridotte per complessivi 127.600 euro.

Due procedimenti, in forma semplificata, sono stati, inoltre, avviati nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica, per violazioni in materia di sistema indennitario in caso di morosità del cliente finale. Anche in tal caso, le imprese hanno aderito alla procedura semplificata pagando sanzioni in misura ridotta per complessivi 58.070 euro.

L'Autorità ha, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di un venditore di gas naturale, per violazione dell'obbligo di partecipazione alle procedure conciliative.

Infine, un procedimento in materia di tardiva erogazione di indennizzi a favore dei clienti finali da parte di un venditore di energia elettrica e gas, si è concluso con l'approvazione di impegni consistenti nell'erogazione di un indennizzo ulteriore rispetto a quello previsto dalla regolazione.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2018, l'Autorità ha avviato cinque procedimenti sanzionatori, in forma semplificata, per violazioni di obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore, tre dei quali si sono conclusi con l'adesione alla predetta procedura mediante cessazione della condotta contestata e pagamento della sanzione ridotta, per complessivi 24.800 euro.

Nel medesimo anno si sono conclusi due procedimenti per la violazione di obblighi informativi relativi all'anagrafica operatori e ai reclami presentati allo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 63.900 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2018 l'Autorità ha avviato 43 procedimenti sanzionatori e prescrittivi. Le violazioni riguardavano, in parte, la regolazione del servizio idrico integrato (SII) nelle sue molteplici declinazioni. In particolare, si è trattato dell'inadempimento alle prescrizioni dettate per la formulazione della proposta tariffaria di delibere dell'Autorità che, in mancanza di dati forniti dai gestori, in alcuni casi avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi; alcune contestazioni riguardavano la fatturazione di servizi non resi, la mancata adozione della Carta dei Servizi nonché la mancata applicazione della componente tariffaria istituita

a copertura degli oneri derivanti dalle agevolazioni per le popolazioni colpite da eventi sismici. Ad alcuni operatori sono state contestate anche violazioni inerenti alle modalità di determinazione del deposito cauzionale, alla trasparenza di fatturazione e alle modalità di rilevazione dei dati di misura. Di tali procedimenti avviati, 19 si sono conclusi con adesione degli operatori alla procedura semplificata e con il pagamento di sanzioni ridotte per un importo complessivo pari a 162.650 euro. L'Autorità ha concluso, infine, cinque procedimenti sanzionatori con irrogazione di sanzioni per complessivi 1.034.900 euro e adozione di provvedimenti prescrittivi volti a far restituire agli utenti importi di tariffe pagate indebitamente, per un valore di oltre 20.000.000 euro.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

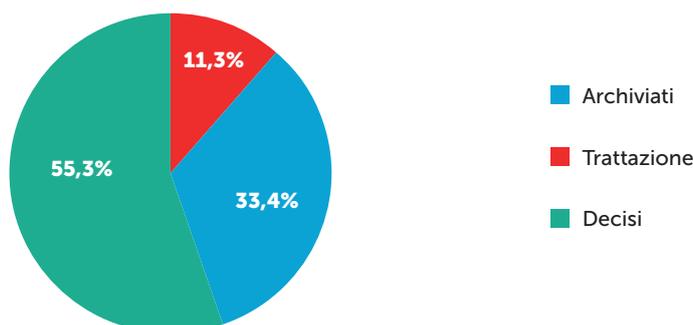
L'Autorità, con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com – recante la *Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione* – ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale, di derivazione comunitaria (art. 44, commi 1 e 2 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93), che riguarda le controversie tra operatori e gestori in materia di accesso e utilizzo dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, di trasporto del gas, di distribuzione e di stoccaggio, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Anche nel 2018, quindi,

la tutela giustiziale, alternativa a quella giurisdizionale, si conferma presidio fondamentale, rapido e fruibile dagli operatori senza alcun costo, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico posti dalla normativa europea e dalla disciplina legislativa e regolatoria a garanzia della funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com, sono stati presentati 506 reclami. Di questi (figura 10.2):

- 169 (33,4%) sono stati archiviati e fra questi, 115 per inammissibilità, improcedibilità, intervenuta soluzione bonaria tra le parti nel corso del procedimento; 50 per

FIG. 10.2 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com
Giugno 2012 - Marzo 2019



sopravvenuta carenza di interesse o per avere il gestore di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante; tre per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'Autorità giudiziaria e dell'Autorità; uno per l'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'articolo 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

- 57 (11,3%) sono in corso di trattazione al 31 marzo 2019;
- 280 (55,3%) sono stati oggetto di decisione, per un totale di 196 delibere; ciò perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

Il tempo medio di risoluzione delle controversie tra operatori economici, ex delibera 188/2012/E/com, gestite

dall'Autorità, è di 6 mesi.

Il rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità raggiunge quasi il 100%; in particolare, la maggior parte delle decisioni (circa l'84%) sono state immediatamente ottemperate dalle parti, mentre le restanti (circa il 16%) sono state ottemperate a seguito dell'intimazione della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti dell'Autorità.

Nel corso del 2018 è, inoltre, proseguito l'aggiornamento del Massimario delle decisioni rese nell'esercizio della funzione giustiziale. Tale strumento – pubblicato sul sito istituzionale dell'Autorità e liberamente consultabile dagli interessati – ha l'obiettivo di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità nell'ambito della tutela giustiziale, nell'ottica di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito all'applicazione degli stessi.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità hanno riguardato principalmente le tematiche inerenti alle agevolazioni tariffarie, alla connessione a reti di distribuzione, al servizio di misura, al *third party access* (TPA).

Agevolazioni tariffarie

Con la delibera 3 maggio 2018, 275/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Epico Biomasse S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, nel respingere un reclamo in cui si contestava al gestore di rete la mancata applicazione dell'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione per i prelievi di energia su alcuni POD – di cui all'articolo 19 del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIT)* – l'Autorità ha chiarito che la regolazione non prevede un termine entro cui il produttore è tenuto a presentare al gestore la domanda di applicazione delle agevolazioni tariffarie. Indi è rimessa al produttore medesimo la facoltà di decidere se e quando presentare detta richiesta di esenzione e, quindi, determinare il *dies a quo* per la decorrenza delle agevolazioni. Pertanto, la decorrenza delle agevolazioni

non può ritenersi retroattiva rispetto alla presentazione della relativa richiesta, non potendo, tra l'altro, gravare sul distributore l'onere di saldare le partite finanziarie per il periodo antecedente.

Connessione a reti di distribuzione

In relazione al tema della soluzione tecnica di connessione e calcolo del preventivo, con le delibere 5 aprile 2018, 196/2018/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 138680307*, 5 luglio 2018, 371/2018/E/eel, *Decisione dei reclami presentati da Alta Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativi alle pratiche di connessione 115155995, 116641590, 117530029, 129401245, 129401306 e T0675270*, e 23 ottobre 2018, 522/2018/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 126117060*, l'Autorità ha accolto otto reclami in cui si contestava il ritardo del gestore di rete nella messa a disposizione dei preventivi di connessione. In particolare, è stato accertato che il tempo fruibile dal gestore per la messa a disposizione dei nuovi preventivi, per l'elaborazione di una nuova soluzione tecnica di connessione, non poteva

essere incrementato di ulteriori 15 giorni lavorativi (di cui all'articolo 7, comma 1 del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA). Ciò in quanto la modifica dei preventivi non necessitava di una nuova e ulteriore progettazione, che implicasse la "realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione".

Invece, con le delibere 11 aprile 2018, 232/2018/E/eel, *Decisione dei reclami presentati da Alta Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativi alle pratiche di connessione 127747627, 127214041, 126986623, 123448446, 132392264*, e 19 luglio 2018, n. 388/2018/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 132395283*, l'Autorità ha respinto sei reclami in cui si contestava il ritardo, da parte del gestore, nella messa a disposizione dei preventivi di connessione, avendo accertato che la modifica richiesta implicava l'elaborazione di una soluzione tecnica di connessione più complessa, perché interessava parti della rete a un livello di tensione superiore a quello a cui è, di norma, erogato il servizio di connessione e, pertanto, il gestore aveva correttamente usufruito del citato incremento temporale di 15 giorni lavorativi previsto dalla regolazione.

In tema di *iter* di connessione, con la delibera 14 giugno 2018, 326/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Etech Italia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione T0355491*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui venivano contestati al gestore di rete ritardi nella realizzazione della connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica. Ciò avendo accertato la violazione degli articoli 9, comma 6 e 10, comma 1, del TICA, atteso che il gestore aveva erroneamente: indicato come data di avvio dell'*iter* autorizzativo il giorno in cui aveva sollecitato al reclamante la trasmissione di un documento, senza avergli rappresentato che tale adempimento costituiva *conditio sine qua non* per l'avvio dell'*iter* autorizzativo; non inviato, con cadenza almeno semestrale, gli aggiornamenti sugli avanzamenti dell'*iter* autorizzativo; realizzato i lavori di connessione oltre il tempo previsto.

In materia di voltura della pratica di connessione, con la delibera 21 giugno 2018, 341/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio*

nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione T0717146, l'Autorità ha respinto il reclamo in cui si contestava al gestore la mancata restituzione del corrispettivo di connessione, stabilendo che, qualora una pratica di connessione sia volturata più volte e infine annullata dal gestore per violazione del TICA, solo l'ultimo titolare della pratica prima del suo annullamento è legittimato a ricevere dal gestore medesimo la restituzione del corrispettivo di connessione già versato.

Con la delibera 28 giugno 2018, 356/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione 134337191*, l'Autorità – nel respingere un reclamo in cui veniva contestato al gestore di rete la mancata erogazione dell'indennizzo automatico e della maggiorazione previsti dagli articoli 14, comma 1 e 40, comma 5 del TICA per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo di connessione – ha stabilito che, qualora il pagamento dell'indennizzo medesimo sia effettuato nei termini previsti dall'articolo 40, comma 5 del TICA, ma non vada a buon fine per una causa non imputabile al gestore (per comprovate difficoltà riscontrate dal vettore postale nel consegnare l'assegno all'indirizzo della sede legale del destinatario dell'indennizzo) non si applica la citata maggiorazione.

Con la delibera 27 settembre 2018, 465/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Duminuco Salvatore nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione T0695920*, l'Autorità, nell'accogliere un reclamo in cui si contestava il ritardo nella validazione del progetto relativo all'impianto di rete per la connessione di un impianto di produzione di energia elettrica, ha chiarito che, nel caso di una pratica di connessione volturata, il diritto all'indennizzo automatico spetta al titolare della pratica al momento del disservizio e non al titolare della pratica al momento in cui l'indennizzo viene erogato dal gestore. Ciò in quanto l'indennizzo automatico ha funzione ristoratrice del disagio provocato all'utente per il mancato rispetto degli standard qualitativi di erogazione di un servizio.

Con la delibera 16 ottobre 2018, 505/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla azienda agricola Busto Pasquale nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 34134*,

l'Autorità ha respinto un reclamo in cui si contestava al gestore di rete il ritardo nelle attività di completamento della connessione di un impianto fotovoltaico. Tale decisione ha stabilito che – ai fini dell'individuazione del *dies ad quem*, necessario a valutare il rispetto del termine perentorio di 120 giorni dalla data di comunicazione di ultimazione dei lavori da parte del richiedente la connessione, previsto dalla regolazione entro cui, in caso di lavori complessi, il gestore è tenuto a completare i lavori richiesti per la realizzazione della connessione alla rete – non rileva soltanto la data di entrata in esercizio dell'impianto ma anche quella indicata, dal gestore al richiedente, per l'attivazione dell'impianto di produzione.

Con la delibera 16 ottobre 2018, 506/2018/E/eel, *Decisione in esito al procedimento di riesame della delibera 28 giugno 2018, 357/2018/E/eel, relativa al reclamo presentato da J&G S.r.l. e Eca Technology S.p.a. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha chiarito che il *dies a quo* da cui far decorrere il computo dei 90 giorni di tempo a disposizione del gestore per realizzare la connessione di un impianto di produzione di energia elettrica coincide con il giorno in cui il produttore comunica al gestore il completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, a condizione che il medesimo produttore abbia tempestivamente informato il gestore dell'ottenimento delle autorizzazioni relative alle opere di cui si è fatto carico (nella fattispecie, sia le opere strettamente necessarie alla connessione dell'impianto di produzione, che le opere relative all'impianto di rete).

In tema di validità del preventivo, con la delibera 6 novembre 2018, 556/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Società Agricola Lentischio S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestava al gestore l'annullamento della pratica per la connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica, chiarendo che l'utilizzo esclusivo di un portale informatico, per lo scambio delle informazioni inerenti la gestione di una pratica di connessione alla rete, è rimesso alla discrezionalità del singolo gestore e deve essere oggetto di uno specifico accordo tra le parti che ne regoli anche il funzionamento. Qualora, in virtù dell'accordo tra le parti e in vigenza di un periodo transitorio, il Portale non rappresenti l'unico canale utilizzato per lo scambio delle informazioni, ma sia previsto che le medesime informazioni, oltre a essere pubblicate sul Portale, vengano

anche trasmesse a mezzo PEC o raccomandata A/R, il termine decadenziale contenuto nel sollecito inviato ai sensi dell'articolo 31, comma 3 del TICA, trasmesso dal gestore solo a mezzo Portale informatico, non può decorrere dalla data di caricamento del sollecito sul Portale, bensì solo dal giorno in cui il reclamante sia effettivamente venuto a conoscenza del sollecito medesimo.

Con la delibera 13 novembre 2018, 560/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Tecnosolar S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità T0713311 e T0715324*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestava al gestore un ritardo nella realizzazione della connessione alla rete di due impianti eolici. Tale decisione ha chiarito che rientra tra i doveri di diligenza professionale del gestore, ex articolo 1176, comma 2 del codice civile, verificare in tempi ragionevolmente brevi la completezza della documentazione resa dal richiedente la connessione alla rete, in ordine all'ottenimento dei necessari atti autorizzativi; ciò al fine o di iniziare i lavori di realizzazione della connessione, nel caso in cui la verifica di completezza dia esito positivo, o, in caso contrario, di consentire al soggetto richiedente la connessione di produrre i documenti mancanti.

Con le delibere 11 dicembre 2018, 640/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Clematis S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0030112, POD IT001E74725338*, e 11 dicembre 2018, 641/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Linfa S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0030112, POD IT001E74724407*, l'Autorità ha accolto due reclami in cui si contestava il diniego del gestore alla voltura, di altrettante pratiche di connessione, a causa della mancanza della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante la disponibilità del sito di ubicazione dell'impianto stesso, da parte del subentrante. L'Autorità ha chiarito che, alla data di comunicazione della voltura medesima, si applicavano le condizioni di voltura contenute nel paragrafo B.11 della "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione", ed. 3.1, dicembre 2012, che non annoveravano tale dichiarazione tra i requisiti di validità della voltura.

Con la delibera 15 gennaio 2019, 3/2019/E/eel, *Esecuzione della sentenza del TAR Lombardia, Seconda Sezione,*

1889/2018, relativa alla delibera dell'Autorità 258/2017/E/eel, al fine di conformarsi alla sentenza del TAR Lombardia, Seconda Sezione, 1889/2018, l'Autorità ha riesaminato, secondo il principio espresso dal giudice amministrativo, il reclamo presentato dalla società Cuttitta S.r.l. verso e-distribuzione S.p.a., relativo al mancato avvio dei lavori di realizzazione di un impianto di rete per la connessione di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile. Mediante tale provvedimento, l'Autorità ha nuovamente accolto il reclamo atteso che, dagli atti acquisiti, risultava che il richiedente la connessione aveva correttamente presentato la dichiarazione PAS (Procedura abilitativa semplificata) al Comune competente per territorio, come prescritto dall'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e, quindi, l'intervento edilizio indicato nella suddetta dichiarazione PAS risultava correttamente assentito.

Con la delibera 29 gennaio 2019, 25/2019/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Elektra Energy Project S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità 89399667 e 164457311*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestava l'annullamento di una pratica di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica, avendo riscontrato incoerenza tra la soluzione tecnica descritta nel preventivo di connessione e quella tracciata nella planimetria allegata al medesimo preventivo.

Con la delibera 5 febbraio 2019, 37/2019/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 T0684436*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestava al gestore di rete il diniego alla richiesta di modifica di un preventivo di connessione alla rete di un lotto di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. In tale decisione era emerso che il citato diniego era del tutto ingiustificato e in contrasto con il principio di razionalizzazione dello sviluppo della rete a cui deve improntarsi l'azione del gestore.

Con la delibera 12 febbraio 2019, 42/2019/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Elektra Energy Project S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 70574027*, l'Autorità ha respinto un reclamo avente a oggetto l'annullamento di una pratica di connessione, non avendo

il reclamante dato avvio alle procedure di autorizzazione dell'impianto di rete, nel rispetto delle prescrizioni di cui all'articolo 9 del TICA.

Infine, con la delibera 26 febbraio 2019, 63/2019/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società J&G S.r.l. ed Eca Technology S.p.a. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 125901214*, l'Autorità ha respinto un reclamo in cui si contestava al gestore il ritardo nelle attività di completamento della connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in quanto detto ritardo non era imputabile al gestore, bensì al reclamante che aveva chiesto una modifica della soluzione tecnica di connessione più complessa, determinando così un prolungamento della tempistica di realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto.

Servizio di misura

Con le delibere 24 aprile 2018, 271/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società MI CO. S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, e 10 maggio 2018, 279/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Energica S.r.l. - Società di Ingegneria nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha respinto due reclami in cui si contestava, al gestore di rete, la mancata comunicazione al GSE delle rettifiche delle misure dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da due impianti eolici; ciò avendo accertato che la responsabilità della mancata erogazione degli incentivi non era imputabile a un inadempimento del gestore, ma alla mancata validazione, da parte del GSE, dei dati di misura già inviati dal gestore medesimo.

Con la delibera 7 giugno 2018, 314/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Energica S.r.l. - Società di Ingegneria nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui veniva contestato al gestore di rete l'invio al GSE, di dati di misura non coerenti relativi all'energia elettrica prodotta e immessa in rete da due impianti eolici. In tale decisione l'Autorità ha chiarito che il gestore di rete, per i punti di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che vanno trattati su base oraria, in caso di dati di misura mancanti, come nel caso di malfunzionamento del sistema di telelettura del contatore della produzione per alcuni periodi, è tenuto a utilizzare sempre, ove possibile, il

criterio di stima che prevede la profilazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica non rilevata (sia prodotta che immessa in rete), utilizzando la curva di carico dei dati di misura dell'energia elettrica (prodotta o immessa in rete) disponibili, in applicazione dell'articolo 25, comma 3, dell'Allegato B alla delibera dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, recante il *Testo Integrato Misura Elettrica* (TIME).

Infine, con la delibera 30 ottobre 2018, 541/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Global Power S.p.a. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha respinto il reclamo avente a oggetto la legittimità del pagamento, in virtù del contratto di trasporto, degli oneri economici derivanti dalla ricostruzione dei consumi dopo l'accertamento di un prelievo irregolare di energia elettrica, da parte di un cliente finale, in relazione a un punto di prelievo. Tale decisione ha stabilito che, nel caso di un prelievo fraudolento realizzato sulla rete del distributore mediante *bypass* del misuratore, in assenza di esplicite disposizioni regolatorie che pongano, o escludano, in capo al soggetto venditore ogni conseguenza derivante dal suddetto prelievo, si applicano, se presenti, le disposizioni specifiche previste nel contratto di trasporto del distributore, stipulato ai sensi dell'articolo 4, comma 2 della delibera 9 giugno 2006, 111/06. Nella fattispecie è emerso che il contratto di trasporto stipulato dalle parti imputava esplicitamente al venditore, in caso di prelievo irregolare e/o fraudolento, il pagamento degli importi fatturati a seguito della ricostruzione dei prelievi.

Settore gas

Allocazione volumi gas

Con la delibera 24 maggio 2018, 296/2018/E/gas, *Decisione del reclamo presentato da Coopgas S.r.l. nei confronti di CPL Distribuzione S.r.l.*, l'Autorità ha accolto un reclamo avente a oggetto la non corretta gestione delle apparecchiature e degli strumenti dei sistemi di misura nonché l'errata allocazione dei volumi di gas naturale relativamente ad alcuni mesi, su due cabine di Regolazione e Misura (ReMi), avendo accertato che il mancato funzionamento degli apparati era una diretta conseguenza di una condotta inadeguata dell'impresa di distribuzione, con violazione, quindi, nell'ordine: a) del paragrafo 2, lettera b), Capitolo 11 del Codice di Rete Tipo Distribuzione, non avendo il

Third Party Access (TPA)

Con le delibere del 20 novembre 2018, 583/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Gala Power S.r.l. nei confronti di Areti S.p.a.* e 20 novembre 2018, 582/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Gala Power S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha stabilito che è legittima la condotta del gestore che rifiuti l'accesso alla rete di distribuzione a una società *in bonis*, controllata al 100% da un'altra società che ha maturato nei confronti del medesimo gestore ingenti morosità relative al mancato pagamento di corrispettivi di trasporto e oneri generali di sistema, sul presupposto che detta richiesta costituiva un abuso del diritto di accesso alla rete. Nella fattispecie, desumendo dalla architettura societaria, che società controllante e società controllata rappresentavano un "unico centro decisionale", la richiesta di accesso avanzata dal reclamante è stata ritenuta strumentale, ossia finalizzata a consentire, in realtà, l'accesso alla rete di distribuzione alla società controllante, che in caso di accoglimento della richiesta di accesso avrebbe potuto, per il tramite della controllata, accedere di nuovo al mercato della vendita di energia elettrica, senza però estinguere le pregresse morosità che avevano determinato la risoluzione del suo contratto di trasporto concluso con i citati gestori.

gestore reso disponibili i dati di misura giornalieri e, di conseguenza, garantito la generazione del dato di misura puntuale relativo al gas immesso presso i punti di consegna fisici; b) del paragrafo 3, Capitolo 11 del Codice di Rete Tipo Distribuzione, non avendo il gestore verificato la correttezza dei valori di prelievo trasmessi al Responsabile del bilanciamento (RdB); c) dell'articolo 24, comma 1 dell'Allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, recante il *"Testo Integrato delle disposizioni della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale"* (TISG), non avendo il medesimo gestore messo a disposizione del RdB i dati di misura corretti relativi al punto di riconsegna (di seguito: PdR) del reclamante.

Distribuzione del gas

Con la delibera 5 dicembre 2018, 622/2018/E/gas, *Decisione del reclamo presentato da Eviva S.p.a. in liquidazione nei confronti di Metagas S.r.l.*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestava la mancata comunicazione dell'esito dell'intervento di chiusura per

sospensione della fornitura per morosità, relativamente a un PdR, avendo accertato la violazione, da parte del gestore di rete, dell'articolo 6, comma 3 e dell'articolo 13, comma 3, dell'Allegato A alla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, recante "Testo Integrato Morosità Gas" (TIMG), con obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico, ai sensi dell'articolo 13ter, comma 2, lett. c) del TIMG medesimo.

Questioni procedurali

Con le delibere 24 aprile 2018, 271/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Mico nei confronti di e-distribuzione*, e 10 maggio 2018, 279/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Energica S.r.l. - Società di Ingegneria nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha chiarito che nell'ambito della procedura giustiziale di cui alla delibera 188/2012/E/com, per espressa previsione legislativa (articolo 44 del decreto legislativo n. 93/11), il reclamo può essere proposto solo nei confronti di un gestore di rete. Pertanto, sia perché il GSE non è un gestore di rete, sia perché, di conseguenza, non è destinatario del reclamo, l'Autorità è sfornita del potere giustiziale conferitole dalla legge per adottare prescrizioni vincolanti nei suoi confronti.

Da ultimo, in tema di questioni preliminari di inammissibilità e di improcedibilità del reclamo, con la delibera 1 giugno 2018, 302/2018/E/eel, *Decisione dei reclami presentati da Sima Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha affermato che non rileva, ai fini dell'ammissibilità di un reclamo presentato da un reseller nei confronti di un gestore di rete, la circostanza che il reseller non sia titolare di un contratto di trasporto con il gestore. Infatti, la legittimazione attiva sussiste tutte le volte in cui dalla illegittima condotta del gestore scaturisca un pregiudizio sull'attività svolta dal reclamante, a prescindere dalla sussistenza o meno di un rapporto contrattuale intercorrente tra le parti.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2018 (gennaio - dicembre 2018) 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 Milano) e presso il Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2018 si rinvia alle tavole 10.18 e 10.19, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 10.20, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 10.18 Esiti del contenzioso dal 1997 al 2018

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del Tar			
- su istanza di sospensiva	464	293	56
- di merito	1202	320	284
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	216	184	38
- su appelli della controparte	212	40	43

Fonte: ARERA.

TAV. 10.19 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2018

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 (B)	Accolti	Accolti in parte	Respinti (B)
1997	13	-	2	7	-	1	6	3	-	1	-	-	5
1998	25	-	4	11	3	4	9	-	-	1	2	-	1
1999	66	-	-	24	-	4	25	-	-	-	-	-	10
2000	51	2	-	23	16	-	18	10	3	1	1	-	8
2001	81	2	-	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	-	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	-	1	-	-	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	-	9
2006	255	48	-	88	5	4	10	20	-	3	-	-	2
2007	140	2	-	18	2	17	28	20	-	36	-	-	-
2008	131	2	-	5	11	17	74	21	-	7	2	-	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	-	3	13	17	48	10	1	6	-	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	-	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	-	9	21	5	45	5	-	1	1	2	8
2014	169	5	-	15	14	18	70	5	1	2	-	-	15
2015	125	14	-	27	3	5	75	2	-	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	-	19	3	-	9
2017	180	36	-	15	9	6	91	16	-	4	1	-	9
2018	83	42	-	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
TOTALE	2799	293	56	464	320	284	1202	184	38	216	40	43	212

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente

(B) Il numero dei provvedimenti definitivi include sentenze di merito e decreti di improcedibilità/estinzione/perenzione

Fonte: ARERA.

Su un totale di 10.032 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 - 31 dicembre 2018), ne sono state impugnate 1.130, pari al 11,3% e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 141, pari al 12,5% del totale delle delibere impugnature e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,6%.

Nell'anno 2018, si è registrato un decremento del contenzioso rispetto all'anno precedente in termini di numero di ricorsi: 83 nel 2018 (rispetto a 180 nel 2017 e ai 199 nel 2016). Nell'anno 2018 si registra, invece, ancora

un'alta percentuale di delibere impugnature sul totale di quelle emesse, 99 delibere impugnature, pari al 13,8% del totale delle emesse nell'anno 2018 (715); la percentuale più alta di delibere impugnature resta quella del 2017, pari al 20,3% del totale emesse in quell'anno (928). Un tale dato si spiega con il contenzioso generato dall'impugnazione nel corso del 2018 dei provvedimenti prescrittivi (di natura individuale) del 2017 e del 2018, adottati nei confronti degli utenti del dispacciamento in prelievo e/o immissione rispetto a strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento a ristoro dei consumatori, a valle dei procedimenti avviati con la delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (59 provvedimenti impugnati).

TAV. 10.20 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2018

ANNO	N° DELIBERE EMESSE	N° DELIBERE IMPUGNATE (C)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N° DELIBERE ANNULLATE (B)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N° RICORSI (A)
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	8	28,6	0,0	127
2012	589	64	10,9	8	12,5	0,0	176
2013	646	82	12,7	12	14,6	1,9	206
2014	677	82	12,1	3	3,7	0,4	169
2015	668	88	13,2	3,0	3,4	0,4	125
2016	823	91	11,1	1	1,1	0,1	199
2017	928	188	20,3	2	1,1	0,2	180
2018	715	99	13,8	0	0,0	0,0	83
TOTALE	10032	1130	11,3	141	12,5	1,4	2799

Dati disponibili al 31 dicembre 2018

(A) si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi

(B) si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva

(C) si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti

Fonte: ARERA.

Per il settore idrico, si conferma un notevole calo dei ricorsi, soltanto 8 ricorsi di cui 5 avverso la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, di approvazione della *Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQTI). Il dato indica un consolidamento della regolazione in tale settore, già verificato nel 2017 (6 ricorsi), soprattutto se raffrontato al numero dei ricorsi degli anni precedenti (34 nel 2016, 31 nel 2015).

Infine, nel corso del 2018, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato

su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati.

Nei prossimi paragrafi, si procederà a una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede Milano e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

La giurisprudenza ha fissato alcuni principi fondamentali sul tema dei c.d. sbilanciamenti effettivi nel mercato elettrico, che impegna, da tempo, il contenzioso dell'Autorità.

Un primo gruppo di sentenze sono state rese sulla legittimità

della delibera 24 giugno 2016, 333/2016/R/eel, e sui provvedimenti individuali adottati per assicurare il ripristino di una corretta valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi degli anni 2012-2014. Con le sentenze nn. 895, 897, 898, 918, 1395, 1620, 1621 del 2018, il TAR Lombardia, Seconda Sezione, ha respinto i ricorsi proposti da alcuni operatori avverso la delibera 333/2016/R/eel e gli esiti delle verifiche nei loro confronti con le seguenti motivazioni: *“Invero, la tesi della liceità dell’attività di trading della ricorrente non può costituire un automatico avallo alla diligenza della sua condotta. (...) Nella specie è venuto meno, infatti, il principio della cooperazione (nei termini sopra illustrati), prodromo dell’equilibrio del mercato del dispacciamento, perseguibile non soltanto mediante l’osservanza di un programma vincolante (...) ma soprattutto attraverso la garanzia che il prezzo di sbilanciamento, determinato ai sensi dell’articolo 40, rispettasse il principio del cost reflective, così giustificandosi il ribaltamento sull’operatore dell’eventuale svantaggio arrecato al sistema.”. E ancora, “In altri termini, costituisce soltanto una suggestione l’argomento secondo cui dalla variazione in aumento dell’uplift si potrebbe trarre la conclusione che la condotta della ricorrente sarebbe stata diligente: sarebbe come sostenere – sulla base di una malintesa interpretazione abrogatrice – la legittimità, nell’ordinamento di settore, di sistematiche e magari reiterate strategie di sbilanciamento, totalmente svincolate dai principi (diligenza, perizia, prudenza e previdenza; nonché quello di cooperazione) e dalle puntuali previsioni (impegno vincolante del contratto di dispacciamento) contenute nella stessa delibera n. 111/2006.”.*

Anche con riguardo agli sbilanciamenti effettivi del 2016, oggetto dei provvedimenti prescrittivi avviati con la delibera 342/2016/E/eel, si deve dare conto delle prime sentenze favorevoli del TAR Lombardia.

Con le sentenze n. 1917/2018 (confermata dal Consiglio di Stato con sentenza n. 2045/2019), n. 2101/2018 (passata in giudicato) e n. 2125/2018, il TAR Lombardia ha dichiarato la legittimità dei provvedimenti prescrittivi adottati dall’Autorità, sulla base della natura non privatistica degli effetti degli sbilanciamenti sul mercato e sulla collettività: *“il contenuto regolamentare e l’assetto negoziale dei singoli rapporti di utenza del servizio pubblico di dispacciamento è definito dall’Autorità, ai sensi del combinato disposto dell’articolo 3, comma 3, del d.lgs. n. 79/99 e dell’articolo 2, comma 12, della legge istitutiva n. 481/95. Le prescrizioni regolatorie, come è noto, costituiscono condizioni generali*

*di contratto che eterointegrano, ai sensi dell’art. 1339 c.c., i singoli rapporti di utenza. (...) la convenzione tra le parti è un accordo di diritto pubblico ai sensi dell’art. 11 della L. 241/90. Infatti il mercato di dispacciamento non è l’effetto di una attività libera dei contraenti ma è creato dall’Autorità al fine di garantire la concorrenza nel mercato.”; e sul fondamento del potere prescrittivo esercitato ex art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95, il TAR ritiene che possa consistere in un ordine di restituzione: *“l’Autorità possiede, oltre a un potere sanzionatorio, anche un potere prescrittivo ai sensi dell’art. 2, comma 20, lettera d, della legge n. 481/95 (...) Nell’ordine di cessazione dell’attività lesiva rientra anche il potere di disporre le restituzioni. (...) È chiaro quindi che nella disciplina comunitaria e interna relativa al servizio elettrico l’esecuzione del contratto assume rilievo non solo dal punto di vista contrattuale ma anche sotto il profilo dell’erogazione del servizio e tale duplicazione della funzione svolta della medesima prestazione si giustifica per la necessità di riequilibrare le posizioni delle parti, quando all’utente debole è riconosciuto esclusivamente una tutela contrattuale nei confronti del soggetto forte e quando il rapporto contrattuale tra le imprese lascia scoperta la tutela dell’utente finale debole, come è il caso in questione”*(sentenza n. 2101/2018).*

Con riguardo al regime transitorio applicabile in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili, il Consiglio di Stato, Sesta Sezione, ha ribaltato il precedente orientamento del TAR Lombardia delle sentenze nn. 201/2017 e 236/2017 di annullamento del punto 6 della delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel, che aveva precisato che l’articolo 40, commi 4 e 5, dell’allegato A alla delibera 111/06, nella versione precedente alla delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, annullata con la sentenza del Consiglio del Stato n. 2936/2014, trovava applicazione in relazione agli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili nei giorni dall’1 gennaio 2013 fino al 31 dicembre 2014, disponendo che Terna completasse i necessari conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamenti già fatturati. In proposito, con le sentenze n. 7316 e 7317 del 2018, il Consiglio di Stato ha motivato l’accoglimento degli appelli dell’Autorità affermando che: *“Contrariamente a quanto affermato in primo grado, non si ravvisa alcuna violazione dei principi di certezza, ragionevolezza e prevedibilità della regolazione. Infatti, la reviviscenza dei contenuti della disciplina previgente alla delibera n. 281/2012/R/efr deriva dall’effetto caducatorio*

del giudicato di annullamento.”; e ancora, “Peraltro la valorizzazione, nella sentenza di primo grado, dell’esigenza di prevedibilità delle scelte operate dall’Autorità appare del tutto inconferente. L’effetto caducatorio, infatti, è stato ricercato e voluto proprio dalle società ricorrenti in primo grado, che si sarebbero dovute attendere quale effetto automatico dell’annullamento della delibera da loro impugnata la reviviscenza della disciplina previgente e quindi della delibera n. 111/2006.”

Con la sentenza 28 novembre 2018 (C-262/17, C-263/17 e C-273/17), la Corte di Giustizia dell’Unione europea (Prima Sezione) ha deciso alcune questioni pregiudiziali rimesse dal TAR Lombardia in relazione alla natura giuridica dei sistemi di distribuzione chiusi di cui alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel. In particolare, la Corte ha ritenuto che l’articolo 2, punto 5 e l’articolo 28, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, devono essere interpretati nel senso che sistemi come quelli di cui trattasi nei procedimenti principali, costituiti a fini di autoconsumo prima dell’entrata in vigore di tale direttiva e gestiti da un soggetto privato, ai quali siano allacciate un numero limitato di unità di produzione e consumo e che siano a loro volta connessi con la rete pubblica, costituiscono sistemi di distribuzione rientranti nell’ambito di applicazione della suddetta direttiva. Inoltre, l’articolo 32, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, dev’essere interpretato nel senso che osta a una normativa nazionale, come quella di cui trattasi nei procedimenti principali, che prevede che i sistemi di distribuzione chiusi, ai sensi dell’articolo 28, paragrafo 1, di tale direttiva, non sono soggetti all’obbligo di accesso dei terzi, ma devono unicamente consentire l’accesso ai terzi rientranti nella categoria degli utenti connettabili a tali sistemi, i quali utenti hanno un diritto di accesso alla rete pubblica. Infine, l’articolo 15, paragrafo 7, e l’articolo 37, paragrafo 6, lettera b), della direttiva 2009/72/CE, devono essere interpretati nel senso che, in assenza di una giustificazione obiettiva, essi ostano a una normativa nazionale, come quella di cui trattasi nei procedimenti principali, che prevede che gli oneri di dispacciamento, dovuti dagli utenti di un sistema di distribuzione chiuso, siano calcolati sull’energia elettrica scambiata con tale sistema da ciascuno degli utenti dello stesso, attraverso il punto di connessione della loro utenza a detto sistema qualora sia accertato, circostanza che spetta al giudice del

rinvio verificare, che gli utenti di un sistema di distribuzione chiuso non si trovano nella stessa situazione degli altri utenti della rete pubblica e che il prestatore del servizio di dispacciamento della rete pubblica sopporta costi limitati nei confronti di tali utenti del sistema di distribuzione chiuso.

Mercati retail

La giurisprudenza è ritornata sul potere del regolatore in merito alla riscossione presso i clienti finali degli oneri generali di sistema da parte dei venditori di energia elettrica. Con la sentenza n. 2708/2018, il TAR Lombardia, Prima Sezione, ha respinto il ricorso di un’associazione di consumatori avverso la delibera 1 febbraio 2018, 50/2018/R/eel (recante disposizioni relative al riconoscimento degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema), riconoscendo esplicitamente che nel sistema delineato dalle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato in materia di oneri generali di sistema, l’inadempimento dei clienti finali morosi non può essere posto in capo a soggetti della filiera diversi. Ad avviso del TAR Lombardia, il sistema delineato dalla delibera 50/2018/R/eel, lungi dal porre immediatamente a carico dei clienti finali il pagamento delle morosità, subordina invece tale eventualità all’esperimento di azioni di recupero del credito (sollecito e diffida dei pagamenti, blocco dello *switching*, risoluzione del contratto) da parte dei distributori e a un controllo della loro adeguatezza, da parte di CSEA; ciò che ne conferma la ragionevolezza.

Con riguardo alla *Tutela SIMILE* o Tutela Simile a una fornitura di mercato libero dell’energia elettrica, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 1884/2018, ha espresso alcune interessanti considerazioni sul tale istituto, di carattere transitorio e temporaneo, regolato dalla delibera 29 settembre 2016, 541/2016/R/eel, qualificandolo come atto di regolazione del mercato e operando una distinzione tra quest’ultimo e l’atto amministrativo generale: *“Lo strumento dell’atto amministrativo generale, in quanto atto destinato a soggetti determinabili a posteriori e di carattere non innovativo dell’ordinamento, si attaglia a costituire la lex specialis di un procedimento amministrativo, volto a disciplinare una concorrenza per il mercato, permettendo a soggetti appartenenti a un mercato già regolamentato di affrontarsi ad armi pari per la conquista del mercato. Diverso*

è il caso in cui la regolamentazione proveniente dall'autorità indipendente sia volta a disciplinare una concorrenza nel mercato, cioè a stabilire le regole di funzionamento del mercato, che hanno carattere di novità e che sono destinate a favorire una sana concorrenza di tutti gli operatori del mercato, mediante regole generali e astratte. (...) È proprio il caso in discussione nel quale l'AEEG ha creato un mercato regolamentato definito di Tutela Simile a una fornitura del Mercato Italiano Libero di Energia elettrica, al quale possono partecipare mediante atto autorizzatorio tutti i soggetti che intendano offrire ai consumatori un determinato servizio nel mercato elettrico. Ne consegue che deve escludersi che la delibera dell'Autorità 369/2016/R/eel possa avere carattere escludente all'ammissione al mercato".

In merito ai procedimenti di determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di gas naturale, il Consiglio di Stato, Sesta Sezione, ha dettato alcuni interessanti principi in materia di potere/dovere di soccorso istruttorio dell'amministrazione, in caso di ripetuti errori nelle autocertificazioni.

Con la sentenza n. 4630/2018, è stato ritenuto che il potere/dovere di soccorso istruttorio trovi un limite nel dovere di autoreponsabilità dei privati, implicante il dovere di fornire corrette informazioni all'Autorità in ordine agli elementi rientranti nella propria sfera di controllo e di conoscenza. Conseguentemente, ad avviso del Consiglio di Stato, è legittimo il mancato esercizio del potere/dovere di soccorso istruttorio e altrettanto legittimo il diniego dell'istanza di correzione relativa all'ennesimo, ulteriore errore in cui la società era incorsa nella dichiarazione dell'anno 2008, pena la violazione dei principi del buon andamento e del divieto di aggravamento del procedimento amministrativo, diversamente esposto a continui aggiustamenti e rinvii. Inoltre, tale sentenza ha ritenuto che il diniego di correzione dell'amministrazione trovi una sua ulteriore, autonoma e dirimente giustificazione nell'esigenza di tutela dei terzi, in particolare delle altre imprese distributrici del settore, dal momento che la modificazione dell'obiettivo di risparmio di energia primaria avrebbe determinato una modifica, in senso pregiudizievole, per tutti gli altri operatori, comportando la riduzione dell'obiettivo di risparmio da parte di un distributore e un innalzamento degli obblighi per tutti gli altri, per effetto della variazione della quantità complessivamente distribuita dagli operatori obbligati.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

Con la sentenza n. 2758/2018, il Consiglio di Stato, Sesta Sezione, ha espresso alcuni interessanti principi in materia di imputabilità degli incidenti occorsi sulla rete di distribuzione del gas, ai fini della determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione, confermando la legittimità della delibera 30 gennaio 2014, 18/2014/R/gas. Ad avviso del Giudice di appello, infatti, in termini puramente astratti, l'articolo 32, comma 19, della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG allegata alla delibera ARG/gas 120/08) prevede una causa di esenzione da responsabilità che può essere interpretata sia come relativa a una responsabilità per colpa, sia come relativa a una responsabilità oggettiva, ovvero per nesso causale fra il fatto e l'evento. Se si considera che l'articolo 2050 c.c. – che disciplina le attività pericolose cui è riconducibile quella di distribuzione del gas, di cui all'articolo 32, della RTDG – prevede un regime di responsabilità oggettiva per i danni che ne possono derivare e ammette la prova liberatoria nei soli casi in cui si accerti l'interruzione o la mancanza del nesso causale, ad avviso del Consiglio di Stato, è logico ritenere che quanto vale per evitare il risarcimento del danno valga anche per assicurarsi gli incentivi per evitare il danno stesso e che, quindi, la prova liberatoria richiesta dall'articolo 32, comma 19, coincida con la prova del fortuito, ovvero di un fatto assolutamente imprevedibile che interrompe il nesso causale giuridicamente rilevante.

In merito alla determinazione dei ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio del gas, si segnala la sentenza n. 2232/2018 del TAR Lombardia, Seconda Sezione, con cui è stata precisata la mozione di nuovi investimenti: *"deve inoltre escludersi che i nuovi investimenti siano quelli che hanno generato nuove immobilizzazioni iscritte in bilancio, in quanto le disposizioni aggiungono, per gli investimenti oggetto del giudizio, che essi debbono essere entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014, con la conseguenza che non è sufficiente che sia stata assunta la spesa e l'iscrizione in bilancio. D'altronde l'apposizione di un limite temporale che renda certo il passaggio dall'investimento all'esercizio è giustificata dal fine di evitare che gli investimenti siano assunti al solo scopo di inserirli in bilancio, con buona pace degli effetti sulla gestione del servizio".*

Con riguardo all'introduzione del c.d. tetto agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla delibera 1 dicembre, 704/2016/R/gas, con le sentenze nn. 1200, 1201, 1202 e 1203, del 2018, il TAR Lombardia, Seconda Sezione, ha così ritenuto, sull'aumento della spesa media di investimento per utente: *"Il Collegio considera plausibili le conclusioni che ARERA ha tratto da questi dati, è cioè che l'implementazione della spesa è dovuta proprio alla socializzazione la quale ha determinato una deresponsabilizzazione degli operatori non più incentivati a perseguire politiche di contenimento dei costi in modo da favorire l'utenza direttamente servita.";* sull'obiettivo di metanizzazione dell'intero territorio nazionale: *"Va poi osservato che, a questo proposito, risulta non irragionevole l'argomentazione contenuta nella memoria di ARERA secondo cui l'obiettivo della metanizzazione non può essere raggiunto a ogni costo, scaricando sulla collettività spese del tutto inefficienti; e che, quindi, è opportuno che per le zone del Paese dove le reti potrebbero essere realizzate solo a costi spropositati, si valutino soluzioni alternative ugualmente efficaci ma meno costose".*

Con la sentenza n. 349, del 2018, il Consiglio di Stato, Sesta Sezione, si è espresso in tema di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia, con riguardo a quelle afferenti al comparto non manifatturiero, in seguito alla sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea del 18 gennaio 2017 (C-189/15, Fondazione Santa Lucia), adito in via incidentale nell'ambito del giudizio in commento. Il Consiglio di Stato ha ritenuto infondato il motivo di appello vertente sulla violazione della direttiva 2003/96/CE, sia qualora si opti per la tesi della non qualificabilità degli oneri generali di sistema come imposte indirette, sia qualora si aderisca alla tesi della loro qualificabilità nella categoria delle imposte indirette. E infatti: *"qualora si opti per la tesi della non qualificabilità dei corrispettivi come imposte indirette (...) non si porrebbe ab imis alcuna questione di compatibilità della disciplina interna con la citata direttiva, per estraneità al relativo ambito oggettivo di applicazione; qualora, invece, si aderisca alla tesi della sussumibilità nella categoria delle imposte indirette, sarebbe dirimente il rilievo che è stata la stessa Corte di giustizia a chiarire che l'art. 17, paragrafo 1, della direttiva 2003/96/CE (...), deve essere interpretato nel senso che esso non osta a una normativa nazionale che prevede sgravi fiscali sul consumo di elettricità a favore delle imprese a forte consumo di energia, ai sensi della disposizione in parola, unicamente*

del settore manifatturiero, con conseguente legittima esclusione dell'odierna appellante dai benefici di cui è causa."

Servizio idrico integrato

In materia di approvazione della tariffa per il servizio idrico integrato, al fine di garantire la continuità del servizio erogato in un'ottica di tutela dell'utenza, nonché in ragione della protratta inerzia dell'ente d'ambito nel fornire le nuove valutazioni e determinazioni tariffarie di propria competenza, con la delibera 10 marzo 2016, 104/2016/R/idr, l'Autorità ha ritenuto necessario considerare l'istanza trasmessa dal Gestore, accolta dall'ente d'ambito, quale predisposizione tariffaria, a seguito del perfezionarsi del silenzio-assenso. In seguito al ricorso proposto avverso tale provvedimento di approvazione tariffaria, con la sentenza n. 1619/2018, il TAR Lombardia, Seconda Sezione, ha ritenuto che l'Autorità abbia esercitato il potere sostitutivo di determinazione della tariffa d'ufficio "in base alle informazioni disponibili", ai sensi dell'art. 3, primo comma, lettera f, del DPCM 20 luglio 2012 e ai sensi dell'art. 4.5, della delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/eel, mentre l'applicazione della determinazione forfettaria con il θ pari a 0,9 sarebbe una soluzione di *extrema ratio*: *"Pertanto, a fronte dell'inerzia dell'ente d'ambito, diffidato dall'Autorità ad adottare le determinazioni di propria spettanza (cfr. pagg. 10-12 della delibera n. 104/2016: all. 1 al ricorso), e su istanza della società Gori Spa, quale soggetto gestore del Servizio Idrico Integrato nell'ambito dell'ATO 3 Campania, datata 16 ottobre 2015 (cfr. all. 2 di Gori Spa), l'Autorità legittimamente ha approvato il piano tariffario relativo agli anni 2012-2015, "in un'ottica di tutela dell'utenza".*

Con le sentenze nn. 190 e 191 del 2018, il TAR Lombardia, ha accolto il ricorso presentato da due gestori avverso la delibera 12 marzo 2015, 107/2015/R/idr, in materia di esclusione dall'aggiornamento tariffario per non aver effettuato la prevista consegna degli impianti a fronte dell'avvenuto affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito. Ad avviso del TAR Lombardia, le disposizioni regolatorie poste a base dell'impugnato provvedimento avrebbero un tenore testuale inequivoco, laddove stabiliscono l'esclusione dell'aggiornamento tariffario come conseguenza non semplicemente del fatto oggettivo della mancata consegna degli impianti

al gestore entrante, ma della circostanza che tale situazione sia dipesa dalla *“violazione delle prescrizioni date in tal senso da parte del soggetto competente”*. Le disposizioni richiamate, pertanto, richiederebbero una verifica in ordine alle ragioni della mancata riconsegna e alla circostanza che questa sia effettivamente correlata a un comportamento del gestore uscente, il quale non si sia attenuto alle indicazioni impartitegli. Il TAR rileva, altresì, che la consegna degli impianti non potrebbe avvenire se non con il coinvolgimento dell'ente d'ambito, del Comune proprietario delle reti e, soprattutto, del gestore entrante, il quale deve prestare la propria necessaria collaborazione e, prima ancora, dichiararsi pronto ad assumere l'esercizio degli impianti stessi, ai fini dell'erogazione del servizio.

Con le sentenze nn. 344 e 345 del 2018, il TAR Lombardia ha ribadito il proprio orientamento in materia di determinazione d'ufficio della tariffa, annullando la delibera 14 maggio 2015, 228/2015/R/idr. Ad avviso del TAR, l'Autorità, in applicazione dei principi di imparzialità e buon andamento, sanciti dall'articolo 97 della Costituzione, prima di procedere alla determinazione d'ufficio della tariffa, avrebbe dovuto comunicare, con precisione, a ciascun singolo soggetto interessato, quali fossero la documentazione e i dati non trasmessi, a ciò non valendo la diffida di cui alla determina 31 marzo 2015, 5/2015-DIUC, avente un asserito contenuto generico. Tale orientamento non è stato condiviso dal Consiglio di Stato, che con le sentenze nn. 5521, 5522, 5523, 5524, 5525, 5526, 5527, 5528, 5529, 5530, 5531 e 5533 del 2017, ha ritenuto applicabile la determinazione d'ufficio e, quindi, il valore \varnothing pari 0,9 tutte le volte che, in base a un giudizio dell'Autorità, espressione di ampia discrezionalità tecnica, il proponente non allega dati esaurienti per l'approvazione tariffaria.

Contenzioso post risoluzione stragiudiziale delle controversie

Con la sentenza n. 1194/2018, il TAR Lombardia, Seconda Sezione, ha confermato il proprio orientamento in materia di decisioni di reclamo avverso la determinazione del corrispettivo di connessione alle reti elettriche, ex articolo 13 della delibera 281/05 (delibera 16 luglio 2015, 343/2015/E/eel). Secondo il Tar, l'Autorità non avrebbe preso nella debita considerazione la portata della nota con la quale il soggetto richiedente la connessione si faceva

carico dei maggiori oneri dovuti alla differente soluzione tecnica proposta rispetto a quella indicata in preventivo dal gestore della rete. L'Autorità avrebbe dovuto infatti rilevare l'esistenza di un accordo tra le parti.

In contrasto con tale orientamento, la sentenza n. 883/2018 del medesimo TAR Lombardia, in una fattispecie del tutto analoga (delibera 16 luglio 2015, 344/2015/E/eel), ha, invece, valorizzato il dovere di solidarietà tra gestore e richiedente la connessione alla rete, che si sarebbe dovuto tradurre nella preservazione reciproca degli interessi di ciascuna parte nei confronti dell'altra. L'approssimazione e l'indeterminatezza della soluzione tecnica minima generale (STMG) aveva alterato tale equilibrio, determinando una situazione di anomalia puntualmente registrata dall'Autorità in occasione della decisione del reclamo (*“il gestore sostiene che l'indeterminatezza della STMG avrebbe agevolato il produttore, consentendogli un'ampia discrezionalità nella individuazione della soluzione di connessione, in particolare nell'ubicazione della cabina di consegna”*). Il TAR ha, inoltre, rilevato che, nell'illustrato clima di precarietà, la determinazione del corrispettivo da riconoscere al produttore non potesse che ancorarsi ai criteri oggettivi, di cui all' articolo 13.5, dell'allegato A alla delibera 281/2005.

Sui limiti del potere giustiziale, si segnala la sentenza n. 2226/2018 del TAR Lombardia, Seconda Sezione, in materia di accertamento del rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, degli obblighi ad essa imposti dalla regolazione in materia di bilanciamento gas (delibera 13 luglio 2017, 519/2017/E/gas), venendo nello specifico contestata l'errata comunicazione, da parte dell'impresa di distribuzione al Responsabile del bilanciamento dei dati di prelievo della società di vendita. Secondo il TAR, la decisione dell'Autorità *“conflige, evidentemente, con il principio di legalità che deve informare l'esercizio di poteri giustiziali da parte delle Autorità amministrative indipendenti. Infatti, il conferimento di un potere di natura giustiziale, come quello in esame, non può che soggiacere ai principi di rilevanza costituzionale che ne delimitano l'esercizio e, in particolare, al principio di legalità nell'accezione di necessaria determinazione da parte del legislatore delle ipotesi di intervento di tale potere e dei provvedimenti tipici attraverso cui si svolge la funzione. La soggezione alla legge imposta dall'articolo 101, comma 2, Costituzione non è, infatti, un principio che può limitarsi alla sola autorità giurisdizionale ma che, al contrario, informa ogni*

attività in cui l'ordinamento si risolve a regolare conflitti attraverso un potere giustiziale. Pertanto, nelle ipotesi in cui l'ordinamento demandi a un organo diverso dalla magistratura il concretamento dell'ordine giuridico, questo non potrà che risultare ugualmente sottoposto a quelle regole che di tale potere costituiscono, al contempo, fondamento e limite”.

La sentenza pertanto ritiene non sia configurabile una decisione secondo equità da parte del regolatore: “La tipologia di decisione adottata è, quindi, estranea alla regola equitativa di cui all'articolo 1384 c.c., involgendo più propriamente la verifica della portata dell'inadempimento del distributore sulle obbligazioni tra lo shipper e il venditore: situazione rientrante nell'alveo della generale previsione di cui all'articolo 2043 c.c. la cui cognizione non è demandata all'Autorità (né alla stessa risulta attribuibile per ragioni di equità), quanto al Giudice civile”.

Contenzioso post sanzioni

In materia di violazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi, con le sentenze nn. 2041 e 2042 del 2018, il TAR Lombardia, Prima Sezione, ha espresso alcune importanti considerazioni di carattere generale. Circa la configurabilità di un aiuto di Stato relativamente al ruolo e alle funzioni del GSE, quale gestore del mercato dei certificati verdi (CV), le sentenze in commento concludono negativamente: *“Orbene, le funzioni di GSE (organizzazione e gestione del mercato, emissione e compravendita di CV al fine di evitare scompensi sul mercato rivenienti dalla produzione annuale di energia verde) appaiono connaturate ai munera che normalmente gravano in capo ai soggetti che gestiscono un mercato organizzato, ovvero una sede di negoziazione di strumenti finanziari o altri beni o merci (...) L'intervento di GSE assume, dunque, valenza generale, e non selettiva, in quanto volto a garantire l'equilibrio e la stabilizzazione del mercato a beneficio di tutti, indistintamente, i soggetti che su quel mercato siano chiamati a operare, anche in ossequio a un obbligo imposto dalla legge, e in conformità alle previsioni sovranazionali (d.lgs. 79/09 e direttiva 2009/28/CE). La misura oggetto delle censure di parte ricorrente (utilizzo di risorse pubbliche per le funzioni di GSE sul mercato) non riguarda, dunque, talune imprese o talune produzioni, essendo il ruolo e l'azione di GSE connaturata al buon andamento del mercato nel suo complesso (è superato, dunque, il cd. discrimination test;*

CGUE, 4 giugno 2015, Mol, C-15/14). D'altra parte non integra la nozione di aiuto di Stato la misura che costituisce il risultato di meccanismi inerenti al sistema e necessari per il suo funzionamento e la sua efficacia.”

In merito all'applicabilità della giurisprudenza della Corte europea dei diritti dell'uomo (CEDU) alle sanzioni irrogate dall'Autorità, anche nella ipotesi in cui volesse attribuirsi alle sanzioni de quibus natura “sostanzialmente penale” ai fini CEDU, ad avviso del Tar: *“anche una tale qualificazione, invero, non mai potrebbe assumere indiscriminata rilevanza nell'ordinamento domestico, determinando ipso iure l'applicazione di istituti e di norme pensati per le condotte di reato e per le pene, siccome individuate a livello nazionale (C. Cost. 43/17 ha ribadito che “per le sanzioni qualificate come amministrative dal diritto interno, ma suscettibili nell'ottica convenzionale di essere individuate come aventi carattere penale, non è possibile reputare automaticamente estese alle stesse le garanzie che l'ordinamento statale riserva alle sole sanzioni penali così come qualificate dall'ordinamento interno”; cfr., C. Cost., 49/15; Cass., II, 10 agosto 2018, n. 20688; Cass., I, 13433/16), potendo al più determinare la applicazione dei principi contenuti in essa CEDU (artt. 6 e 7; art. 1, prot. n. 1; art. 4, prot. n. 7, in tema di giusto processo, principio di legalità, ne bis in idem) e non già e, non certo tutte le garanzie proprie del sistema di sanzioni penali previste dall'ordinamento italiano a favore del reo, tra cui quella afferente alla non punibilità ex art. 131-bis c.p.”*

In merito alla natura del termine di conclusione del procedimento, le sentenze nn. 2455, 2456 e 2458 del 2018, del TAR Lombardia, Seconda Sezione, si discostano dall'orientamento consolidato, che ritiene ordinario tale termine. Ad avviso del TAR, sebbene il prevalente orientamento giurisprudenziale consideri il suddetto termine non perentorio, non incidendo dunque il suo superamento sulla validità del provvedimento adottato in ritardo, *“in quanto la perentorietà di un termine procedimentale....può inferirsi soltanto da un'esplicita previsione legislativa”, tanto da essere stato autorevolmente avallato dalla Corte Costituzionale (Corte cost., 18 luglio 1997, n. 262 e 17 luglio 2002, n. 355), “non possa ritenersi necessariamente sussistente una “presunzione generale di legittimità”, poiché l'arco temporale in cui le attività sono svolte misura la qualità dell'azione amministrativa, in relazione allo specifico profilo dell'efficienza della stessa azione amministrativa e del principio di certezza della*

sanzione". Con tali sentenze, è stato ritenuto che "la giusta durata del procedimento assume, pertanto, un valore ex se, non surrogabile in altro modo al pari di quanto accade in relazione ad altri profili di garanzia del procedimento sanzionatorio delle Autorità amministrative indipendenti". In senso contrario al suddetto orientamento, si è espresso tuttavia il medesimo TAR Lombardia, Prima Sezione, con la sentenza n. 2888/2018, con cui si è ribadita la natura ordinatoria del termine di conclusione del procedimento: "in giurisprudenza è pacifico che, nella materia di che trattasi, il termine di conclusione del procedimento, anche se stabilito dalla stessa ARERA, non ha carattere perentorio, ma soltanto ordinatorio, in difetto di un'esplicita previsione legislativa, che espressamente correli al suo superamento un effetto decadenziale. In particolare, nessuna disposizione di legge stabilisce la perentorietà dei termini di conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati da ARERA, di guisa che sarebbe arbitrario, in quanto sfornito di base di legge, sostenere che lo spirare di quello fissato nell'avvio del procedimento determinerebbe ipso iure l'illegittimità del provvedimento tardivamente adottato (C.S., Sez. VI, 8.7.2015, n. 3401, 19.2.2018, n. 1053)." Conformi a tale orientamento sono anche la sentenza del Consiglio di Stato, Sesta Sezione, n. 3559/2018 e le sentenze del TAR Lombardia nn. 1653/2018, 1772/2018 e 1961/2018.

In merito ai criteri di quantificazione della sanzione, con la sentenza n. 273/2018, il TAR Lombardia ha confermato il proprio orientamento, affermando che "l'onere di motivare non può spingersi, per quanto precisato dalla giurisprudenza, fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell'adottare il provvedimento, essendo sufficiente ai fini di un'adeguata motivazione il rispetto dei criteri stabiliti dall'articolo 11 della legge 24 novembre 1981, n. 689, e l'indicazione delle ragioni della concreta applicazione di tali criteri" (Tar Lombardia, Seconda Sezione, 30 giugno 2017, n. 1475; Consiglio di Stato, Sesta Sezione, 3 maggio 2010, n. 2507).

Contenzioso post verifiche ispettive

In materia di recupero degli importi indebitamente percepiti nell'ambito delle convenzioni CIP 6/92, con la sentenza n. 3774/2018, il Consiglio di Stato, Sesta Sezione, ha confermato la correttezza dell'interpretazione della nozione di servizi ausiliari fornita dall'Autorità con la

delibera 2/06, riconoscendo, peraltro, l'applicabilità di tale nozione al caso di specie, in particolare rilevando che: "L'impossibilità di considerare autonomamente, e quindi di escludere dall'energia assorbita dai servizi ausiliari, l'energia destinata alla sezione di incenerimento deriva anche da un altro ordine di ragioni, correttamente indicato dall'Autorità (memoria 30 luglio 2014 p. 14). La normativa vigente sia all'epoca dei fatti, sia nel periodo successivo – ovvero l'art. 5 comma 4 del d.lgs. 5 febbraio 1997 n. 22, sostituito poi dall'art. 182 comma 4 del d. lgs. 3 aprile 2006 n. 152 – vieta infatti la combustione di rifiuti senza contestuale recupero energetico. Ciò significa che i consumi della sezione di incenerimento, anche se questa fosse tecnicamente separabile da quella dedicata alla generazione di energia, sono per legge inscindibili dagli altri, e quindi non sono scorponabili appunto dai servizi ausiliari, intesi come quelli necessari a produrre energia. Si tratta di un risultato prodotto da norme di rango primario e quindi, si osserva, destinato a prevalere anche se fosse in contrasto con la nozione di servizi ausiliari che si ricava in via interpretativa del provvedimento CIP 6/92 nei termini sin qui esposti."

Sempre in merito ai servizi ausiliari, con la sentenza n. 2238/18 del TAR Lombardia, è stato confermato il consolidato orientamento giurisprudenziale secondo cui la previsione di una misura forfetaria dei consumi per servizi ausiliari e altri consumi accessori è prevista nello schema tipo approvato con il decreto ministeriale 25 settembre 1992, nel quale non è stabilita una misura predeterminata, ma si rimanda alle parti la definizione del suo valore; essa deve ritenersi una clausola che aveva come unico scopo quello di superare, con una semplificazione amministrativa, il problema della misurazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale e non certo quello di lasciare all'arbitrio delle parti la quantificazione dei detti consumi, in modo tale da trasformare l'incentivo da netto a lordo in danno dei consumatori elettrici. Ad avviso del TAR, conseguentemente, la clausola deve interpretarsi ed eseguirsi, secondo buona fede, ai sensi dell'articolo 1375 c.c., nel senso che i quantitativi di energia assorbita dai servizi ausiliari dedotti dall'energia mensile convenzionata non possono essere inferiori al valore indicato nella singola convenzione, mentre il produttore non deve dare la prova dell'effettività del consumo fino a quel valore, in quanto le parti hanno già riconosciuto convenzionalmente quella determinata quantità di consumo elettrico per servizi ausiliari.

Capitolo 11



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

Attività di consultazione

I processi di consultazione avviati nel corso del 2018 dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, Autorità), sono stati complessivamente 38 (tavola 11.1). Di questi, 13 per il settore gas, sei per quello dell'energia elettrica, due per i servizi idrici, tre per il teleriscaldamento e uno per i rifiuti. Le rimanenti consultazioni hanno interessato materie comuni ai diversi settori di competenza.

Delle nuove consultazioni, 20 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione. Alcune tematiche, particolarmente rilevanti, hanno riguardato l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2019-2021, l'introduzione dell'incentivazione degli interventi finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica; e poi, ancora, la bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini, l'introduzione delle funzionalità incrementali della versione 2.1 degli *smart meter* di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione.

Per il settore del gas naturale, si segnalano le consultazioni concernenti la definizione del quinto periodo di regolazione del trasporto del gas, la definizione della metodologia per i prezzi di riferimento, i criteri di allocazione dei costi del servizio, la determinazione dei ricavi riconosciuti, la qualità e l'innovazione del servizio, l'introduzione di meccanismi incentivanti per l'erogazione dei servizi di stoccaggio e di bilanciamento, la revisione dei processi dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione e, in particolare, la revisione dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, i requisiti minimi e le linee guida per l'analisi costi-benefici per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

In materia di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento) le consultazioni hanno affrontato nuovi ambiti, come quelli relativi ai criteri per la regolazione della qualità commerciale del servizio, nonché ai criteri per le regole in materia di trasparenza nel servizio e qualità tecnica.

Con riferimento al servizio idrico integrato, i documenti di consultazione hanno affrontato i temi del contenimento della morosità e del controllo della realizzazione degli investimenti programmati.

Per il settore dei rifiuti, a fine anno, è stato pubblicato il documento sui criteri per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione.

In materia di tutela dei consumatori, i documenti più rilevanti hanno riguardato:

- l'introduzione delle linee guida per la promozione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale a favore dei gruppi di acquisto, in attuazione della legge agosto 2017, n. 124;
- il miglioramento e l'armonizzazione settoriale della disciplina delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità (TICO);
- l'armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale;
- il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti, mediante la prescrizione della fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni;
- gli obblighi informativi dei venditori e la gestione reclami;
- gli interventi finalizzati a migliorare le interazioni tra i soggetti della filiera e ottimizzare la raccolta del dato di misura funzionale alla fatturazione ai clienti finali, in applicazione della prescrizione biennale prevista dalla legge 205/17.

Le succitate tematiche sono state trattate con più documenti per la consultazione, dunque fatte oggetto di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata nel 2018 su una media di quasi 39 giorni, in aumento di 3 giorni rispetto all'anno precedente, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio - Dicembre 2018

DATA	SETTORE	TITOLO
01/02/2018	Elettricità	Meccanismo di riconoscimento degli oneri di sistema non riscossi e altrimenti non recuperabili, applicabile agli utenti del servizio di trasporto di energia elettrica.
08/02/2018	Idrico	Procedure per il contenimento della morosità nel servizio idrico integrato. Orientamenti finali.
01/03/2018	Elettricità	Orientamenti finali per la definizione delle variabili esogene in relazione al riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni.
01/03/2018	Gas	Revisione dei processi di definizione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione. Revisione dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto.
01/03/2018	Efficienza energetica	Orientamenti in merito alla definizione della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse.
15/03/2018	Gas	Introduzione di meccanismi incentivanti per l'erogazione dei servizi di stoccaggio.
29/03/2018	Gas	Metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Orientamenti iniziali.
29/03/2018	Elettricità/Gas	Linee guida per la promozione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale a favore dei gruppi di acquisto (art.1, comma 65, legge 124/2017).
05/04/2018	Elettricità/Gas/ Idrico	Orientamenti per l'efficientamento e l'armonizzazione settoriale della disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità (TICO).
05/04/2018	Gas	Attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 257/16 in materia di reti isolate di GNL, con riferimento ai profili tariffari relativi alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete.
11/04/2018	Elettricità	Funzionalità incrementali della versione 2.1 degli <i>smart meter</i> di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione.
17/05/2018	Elettricità/Gas	Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del codice di condotta commerciale.
14/06/2018	Elettricità	Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini.
14/06/2018	Gas	Servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale. Interventi propedeutici all'individuazione dei fornitori dei servizi a partire dall'1 ottobre 2018.
21/06/2018	Gas	Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Orientamenti iniziali.
28/06/2018	Gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018.
05/07/2018	Gas	Orientamenti per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. Requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi-benefici.
12/07/2018	Efficienza energetica	Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.
26/07/2018	Elettricità/Gas	Prescrizione per fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni: strumenti di rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali (ambito soggettivo di applicazione, obblighi informativi dei venditori e gestione reclami).
26/07/2018	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Orientamenti finali.
02/08/2018	Gas	Qualità e innovazione del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento.
02/08/2018	Gas	Definizione dei parametri di incentivazione di cui all'articolo 9 del TIB (Testo integrato del bilanciamento) a partire dall'1 ottobre 2018.
07/08/2018	Efficienza energetica	Orientamenti in merito alla definizione dei corrispettivi di collaudo degli impianti di rete per la connessione realizzati dai soggetti richiedenti.
20/09/2018	Elettricità	Resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica: incentivazione degli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni.
20/09/2018	Gas	Orientamenti in tema di approvvigionamento e gestione del delta <i>in-out</i> delle reti di distribuzione e delle partite fisiche per il funzionamento della rete di trasporto.

DATA	SETTORE	TITOLO
09/10/2018	Elettricità/Gas	Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie: indicatori e pubblicazione comparativa.
16/10/2018	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (SPRT).
16/10/2018	Gas	Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della delibera ARG/gas 89/10. Orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali.
30/10/2018	Efficienza energetica	Revisione dell'indice di affidabilità IA utilizzato nel calcolo della mancata produzione eolica.
30/10/2018	Elettricità	Regolazione delle partite economiche afferenti la fornitura di energia elettrica su reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere.
06/11/2018	Elettricità/Gas	Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per il periodo 2019-2021.
13/11/2018	Elettricità/Gas	Prescrizione biennale in applicazione della legge 205/17: interventi finalizzati a efficientare le interazioni tra i soggetti della filiera e ottimizzare la raccolta del dato di misura funzionale alla fatturazione del cliente finale.
13/11/2018	Idrico	Controllo della realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato.
20/11/2018	Gas	Orientamenti per la regolazione dei depositi di stoccaggio di GNL e dei servizi di <i>Small Scale LNG</i> forniti da infrastrutture regolate.
04/12/2018	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti.
18/12/2018	Amministrazione	Aggiornamento 2019 del Piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTPC) 2018-2020.
18/12/2018	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti.
27/12/2018	Rifiuti	Criteri per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione.

Fonte: ARERA.

Provvedimenti assunti

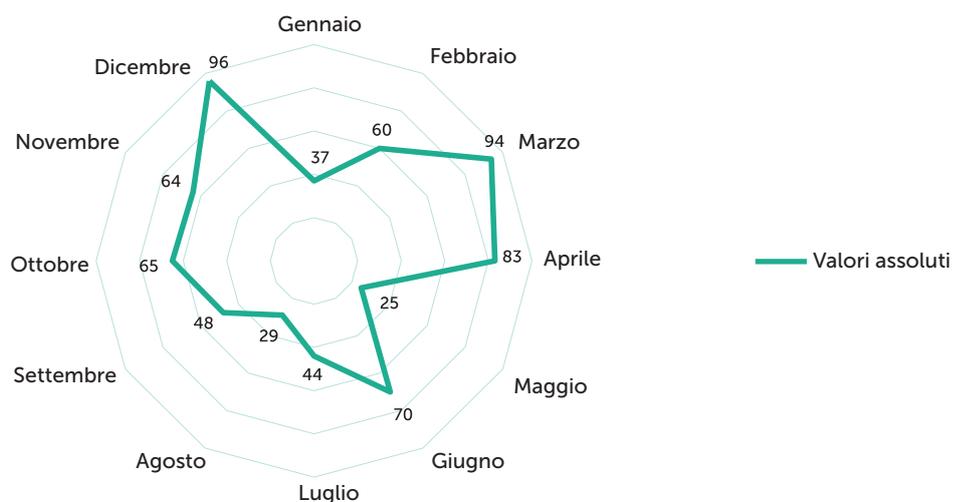
Gli atti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2018, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 715.

La produzione provvedimento ha fatto registrare un decremento del 23% rispetto all'anno precedente, in cui però essa aveva visto una consistente crescita (+13% e +23% negli ultimi due anni). In via generale, il decremento dell'attività provvedimento sconta, nel 2018, una ridotta operatività del Collegio, la cui azione in regime di *prorogatio* fino a fine agosto (momento di insediamento della nuova Consiliatura) è stata limitata ai soli atti di ordinaria amministrazione, nonché a quelli indifferibili e urgenti.

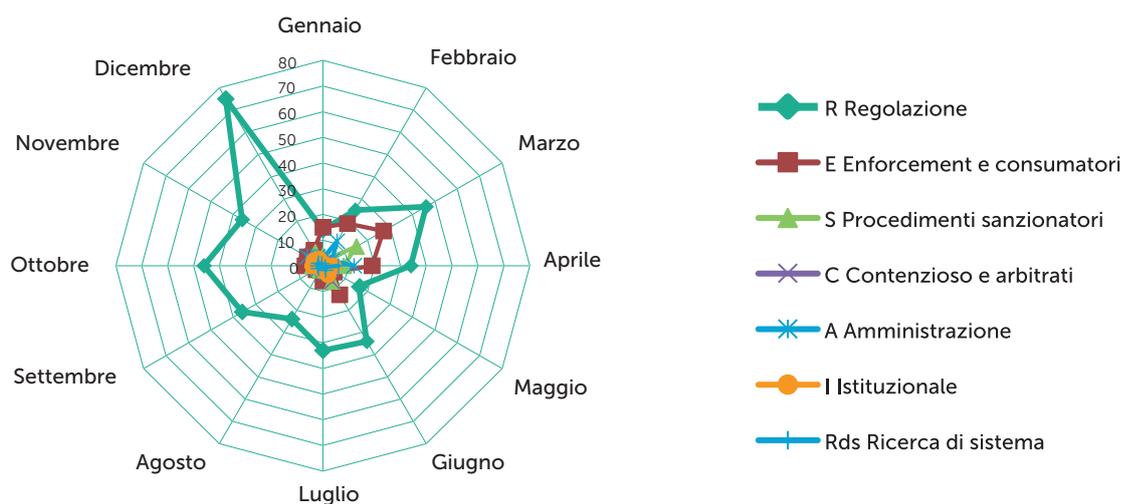
La figura 11.1 mostra l'andamento della produzione provvedimento, con una media di quasi 60 provvedimenti al mese approvati, con una punta di 96 nel mese di dicembre 2018, con la piena operatività del nuovo Collegio. La figura 11.2 dà conto dell'articolazione per categorie della

produzione provvedimento. Le categorie più consistenti sono: Regolazione con 419 atti (59% del totale), *Enforcement* con 130 atti (19%) e Procedimenti sanzionatori con 55 atti (8%). Seguono, nell'ordine e come lo scorso anno: Amministrazione, Istituzionale, Contenzioso e Arbitrati, Ricerca di sistema.

Più in dettaglio, il numero di atti di regolazione – di prevalente attuazione e manutenzione regolatoria durante il periodo di *prorogatio* – è rimasto molto vicino a quello dell'anno precedente, con una flessione di appena il 9%, mentre l'analisi dei dati riportati nella tavola 11.2 attesta un generale decremento in tutte le categorie di atti, in particolare per *Enforcement* (-47%), Contenzioso e Arbitrati (-35%) e Procedimenti Sanzionatori (-36%). Con riferimento a quest'ultima categoria, tuttavia, la diminuzione degli atti riflette, per la prima volta pienamente, nell'ambito delle attività sanzionatorie, la separazione tra fase istruttoria (atti di avvio assunti con

FIG. 11.1 Andamento mensile della produzione provvedimentoale 2018


Fonte: ARERA.

FIG. 11.2 Categorie della produzione provvedimentoale 2018


Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2017-2018

TIPOLOGIA	2017		2018	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
Regolazione	459	49,5	419	58,60
Enforcement e consumatori	245	26,4	130	18,18
Procedimenti sanzionatori	86	9,3	55	7,69
Istituzionale	30	3,2	24	3,36
Contenzioso e Arbitrati	34	3,7	22	3,08
Amministrazione	52	5,6	49	6,85
Ricerca di sistema	22	2,4	16	2,24
TOTALE	928	100,00	715	100,00

Fonte: ARERA.

determinazione dirigenziale), affidata alla Direzione Sanzione e Impegni, e fase decisoria (provvedimenti finali), in capo al Collegio supportato da un Ufficio della Direzione Legale. Si registra invece una contrazione più contenuta fra gli atti relativi ad attività di segnalazione (-20%) e atti di amministrazione interna (-6%). L'attività in materia di ricerca di sistema ha visto un consistente decremento rispetto al 2017 (-27%).

Per quanto riguarda l'attività principale di regolazione si annoverano sia atti ad alto profilo innovativo, sia di manutenzione e aggiornamento, e si registra, nel periodo di riferimento, l'avvio dell'attività di regolazione nel settore rifiuti.

Per il settore elettrico si evidenziano l'introduzione dell'incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, la determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale per ridurre le congestioni della rete, le disposizioni in materia di configurazione dei sistemi *smart metering* 2G, l'avvio di varie tipologie di progetti pilota per l'apertura alla domanda e a unità di aggregazione virtuale nell'ambito della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento; e poi, ancora, le disposizioni sui meccanismi di incentivazione *output based* degli interventi finalizzati a promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento e l'ulteriore differimento della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema, a completamento della riforma delle tariffe per i clienti domestici di energia elettrica entrata in vigore nel 2016.

L'attività internazionale in ambito europeo per l'integrazione del mercato italiano con i mercati confinanti per l'energia elettrica e il gas è stata intensa: numerosi atti sono stati adottati per il processo di *coupling* nel Mercato del giorno prima e in quello *intraday*, ai sensi dei regolamenti (UE) 1222/2015 (CACM GL)¹, (UE) 1719/2016 (FCA GL)² e (UE) 1485/2017 (SO GL)³.

Per il settore del gas naturale, si evidenziano: l'adozione del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG), la riforma del *settlement gas* e l'utilizzo del Sistema informativo integrato per migliorare il funzionamento del mercato (accreditamento degli utenti del bilanciamento e gestione del contratto di trasporto); e poi ancora, l'attuazione delle disposizioni in materia di incentivi alla produzione di biometano (decreto 2 marzo 2018 del Ministro per lo sviluppo economico), le disposizioni sui piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, l'approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi, l'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter gas* (G4-G6).

Per i mercati *retail* elettrico e gas naturale, vanno menzionati: l'inizio dell'operatività del Portale offerte per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese, la riforma del processo di *switching* nel mercato *retail gas*, l'entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, l'armonizzazione della disciplina in tema di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità (Testo Integrato Conciliazione - TICO); e, ancora, l'armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale, il completamento della disciplina di Tutela Simile con l'offerta PLACET da applicare in occasione dei rinnovi successivi al primo, le disposizioni in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, l'adeguamento delle disposizioni del TIRV⁴ in esito alla riforma dei processi di recesso e di *switching* nei mercati *retail*.

Nell'ambito del servizio idrico integrato rilevano, in particolare, l'approvazione della disciplina transitoria per l'estensione al settore idrico del sistema di tutele già in vigore, secondo la regolazione dell'Autorità, per i consumatori e utenti dei settori dell'energia elettrica e del gas, la definizione delle modalità applicative del bonus sociale idrico per gli utenti domestici economicamente disagiati e dei relativi obblighi a carico delle imprese del sistema

1 Capacity Allocation and Congestion Management Guideline.

2 Forward Capacity Allocation Guideline.

3 System Operation Guideline.

4 Il Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com).

idrico per l'implementazione dell'anagrafica territoriale del servizio, l'avvio dei procedimenti per il controllo della realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato e per il monitoraggio sull'applicazione dei criteri di articolazione tariffaria recati dal Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI)⁵.

Nel corso del 2018 è iniziata l'attività istituzionale nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati e il primo provvedimento dell'anno ha riguardato l'avvio delle necessarie attività funzionali alla prima operatività dei compiti di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti, attribuiti all'Autorità ai sensi dell'articolo 1, commi da 527 a 530, della legge 27 dicembre 2017, n. 205. È seguita l'apertura di un procedimento per l'individuazione delle prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione di richieste di informazioni, reclami, istanze e segnalazioni e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, mediante avalimento dello Sportello per il consumatore. Parallelamente si è proceduto a inoltrare richieste di informazioni agli operatori in tema di servizi di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati, all'avvio di procedimento per l'istituzione di un sistema di monitoraggio delle tariffe del servizio integrato di gestione dei rifiuti finalizzato all'adozione di futuri provvedimenti di regolazione tariffaria e della qualità del medesimo servizio. Per il settore del telecalore, nel proseguire la relativa attività di regolazione, sono stati adottati diversi provvedimenti.

Tra questi si richiamano, in particolare, le disposizioni in tema di regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo 1 luglio 2019 - 31 dicembre 2021, le disposizioni in materia di obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore, le norme sui contributi di allacciamento e sulle modalità per l'esercizio del diritto di recesso, le disposizioni per l'esclusione dal novero delle reti soggette a regolazione.

L'Autorità, per quanto di competenza, ha continuato a curare gli aspetti legati agli eventi sismici che hanno colpito l'Italia centrale il 24 agosto e il 26 ottobre 2016, aggiornando una serie di provvedimenti relativi ai servizi elettrico, gas e idrico, con misure straordinarie e urgenti e con disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite da tali eventi. Analoghe disposizioni urgenti sono state adottate in materia di servizi elettrico, gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati in relazione all'emergenza conseguente al crollo del Ponte Morandi a Genova.

Nell'ambito delle attività di segnalazione e collaborazione istituzionale verso Parlamento e Governo sono stati adottati 24 atti fra pareri, segnalazioni, memorie e relazioni, fra cui anche atti riguardanti il regime di *prorogatio*, il rinnovo del Collegio dell'Autorità e atti di rendicontazione delle attività svolte nell'ambito della medesima *prorogatio*.

Comunicazione

Comunicazione mass media

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione rientra fra i compiti che la legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento all'importanza di "pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi" per "garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali".

In tal senso la comunicazione mass media si è strutturata secondo questa specifica previsione, all'insegna della trasparenza e della completezza, con l'obiettivo di

un'informazione di servizio rivolta al grande pubblico e a tutti gli stakeholder, per consentire in particolar modo ai clienti finali di conoscere l'azione dell'Autorità e i diritti e le tutele previsti dalla regolazione a loro favore.

Considerando i limiti di bilancio imposti dai diversi provvedimenti di contenimento di spesa degli ultimi anni, le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere al meglio i diversi segmenti di pubblico, anche sviluppando progetti specifici, utili ad ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, anche in collaborazione con altre istituzioni.

⁵ Testo integrato corrispettivi servizi idrici. All. A alla delibera 28 settembre 2017, n. 665/2017/R/idr.

Sul fronte della comunicazione interna, l'Intranet dell'Autorità riporta quotidianamente le rassegne stampa e audio-video riguardanti i temi di interesse e, in una sezione dedicata, gli articoli più importanti e le interviste del Collegio rilasciate alla stampa nazionale e locale e alle principali emittenti radiotelevisive. Viene inoltre pubblicato due volte al giorno, e diffuso via mail, il servizio di 'aggiornamento notizie', con una selezione di articoli e notizie estratti anche da agenzie di stampa, blog, siti e Twitter.

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, il mezzo televisivo è ancora oggi ritenuto essenziale e decisivo per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico. Per questo nel 2018 è stato anche rinnovato l'accordo quadro triennale di convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo-Rai che potrà essere attivato dall'Autorità con l'approvazione di atti applicativi-piani di comunicazione annuali che prevedano interventi in programmi radiotelevisivi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico.

Numerose altre partecipazioni radio-televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi delle reti del servizio pubblico Rai e di quelle private. In corso d'anno sono stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle maggiori tematiche sviluppate dall'Autorità, con focus sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: l'avvio e sviluppo del Portale offerte per individuare l'offerta di energia più adatta alle esigenze dei consumatori; il rafforzamento della tutela dei consumatori con, per esempio, la riduzione dei tempi di prescrizione dei conguagli; l'avvio dell'attività regolatoria nel settore dei rifiuti; i messaggi in bolletta in vista del superamento dei regimi di tutela. Infine, il passaggio legato all'insediamento del nuovo Collegio dell'Autorità, avvenuto nel corso dell'anno, è stato accompagnato da una puntuale comunicazione istituzionale.

Nel 2018 è stato rilanciato anche il 'portaletutelasimile.it' che, dopo un iniziale interesse degli utenti nei primi mesi dal lancio avvenuto nel 2017 e un numero rilevante di visitatori, frutto anche di una forte azione di ufficio stampa, registrava un calo di visite nei mesi successivi. In considerazione degli esiti di tale monitoraggio, in collaborazione con Acquirente Unico, dopo aver vagliato possibili azioni di promozione, si è optato per una campagna web. In particolare tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018, è stato utilizzato il canale Google AdWords, con un intervento sinergico che ha visto anche la riscrittura dei testi del Portale, per semplificarli,

aggiornarli, migliorarne la comprensione, chiarire la *call to action* e avvicinarli al linguaggio degli utenti. A seguito dei due interventi effettuati, le visite sono salite di oltre il 40% (raggiungendo 43 mila visite/mese, ritornando alle *performance* registrate durante il lancio del portale) e il numero di visitatori di circa il 50% (38.402 visitatori/mese), con punte di quasi 3 mila contatti e 280 mila *impression* giornaliere, superando gli obiettivi ipotizzati. Qualitativamente, gli utenti d'età compresa tra i 35 e i 54 anni sono risultati i più reattivi e interessati agli stimoli della campagna. Le azioni di promozione implementate hanno avuto quindi un impatto positivo in termini di aumento degli accessi e dei codici di prenotazione emessi.

Nel corso dell'anno, a completamento della campagna sul Servizio Conciliazione dell'Autorità svolta nel 2017 (declinata con uno spot televisivo di 30" reiterato sulle reti televisive RAI e altre private e formati su radio nazionali e locali, stampa nazionale e locale nel rispetto delle previsioni di legge) e per raggiungere efficacemente tutti i destinatari previsti, è stato effettuato il previsto *follow up* sullo spazio web. Si è quindi sviluppata una presenza AdWords continuativa di due mesi su canali di *search marketing* e *display advertising*, ottenendo 30.707 *click-in*, 200 mila *impression* e il 15,23% di *click-through-rate*.

Nell'ultima parte del 2018, inoltre, con l'ausilio dell'agenzia di comunicazione selezionata con gara pubblica secondo la normativa vigente, è stata strutturata e definita la campagna di comunicazione multimediale per informare il pubblico sul citato Portale offerte, da sviluppare nel corso del 2019.

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa 2018 (gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio - dicembre 2018) si è basata sui 3.222 articoli che hanno citato l'Autorità, per numero sostanzialmente in linea rispetto al 2017, e semmai con un leggero incremento (+1%).

I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono prevalenti, il 49% (anche se in calo rispetto al 59% del 2017), mentre sono in forte aumento quelli neutri, saliti al 40% (erano solo il 6% nel 2017), con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto l'89% (era il 65% circa nel 2017). La *readership* complessiva, con 736 milioni di contatti, ha registrato una flessione del 18% rispetto agli oltre 900 milioni di contatti del 2017. Con riferimento alla *readership*, poco più della metà (55%) è stata rilevata dalla stampa nazionale, il 35% dalle testate regionali locali e free

press, il 6% dai periodici e il 4% dalla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare l'elettrico (45% degli articoli) e il gas (30%), seguiti dall'idrico (20%) e dall'ambientale (5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati al mercato, che hanno pesato circa la metà (54%) anche se in calo rispetto al 2017; le tematiche legate a prezzi/tariffe sono risultate stabili al 34% mentre quelle riguardanti i diritti dei consumatori hanno pesato per il 9%. Infine l'argomento 'poteri e nomine' ha fatto registrare il 3%.

Tra gli strumenti per il consumatore il più trattato è il bonus acqua (26%), con a seguire bonus elettrico (21%) e Portale offerte (15%). Buona rilevanza anche per quanto riguarda il Servizio Conciliazione. Nel 2018, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulla stampa specializzata e di settore a far registrare il maggior spazio all'Autorità (1.404 articoli nel 2018, pari al 43% del totale, in aumento rispetto al 2017 quando erano 1.324). A seguire ci sono le testate regionali locali e a distribuzione gratuita (*free press*) con il 39% (1262, in linea con i 1264 di un anno fa). Gli articoli dei quotidiani nazionali sono stati 533 (il 16%), in aumento rispetto ai 497 del 2017. Calano infine gli articoli sui periodici, che con 58 rilevazioni (76 nel 2017) rappresentano appena il 2% del totale.

L'analisi televisione e radio

La *media analysis* radio-tv per l'anno 2018 evidenzia un aumento sostanziale (+41% rispetto al 2017) della presenza dell'Autorità sui canali radio e televisivi. Sono infatti 320 i 'clip-interventi' in cui è stata citata direttamente l'Autorità (227 durante il 2017), ben 211 dei quali televisivi. Per quanto riguarda il *sentiment*, cioè la percezione dell'intervento, il 41% delle citazioni TV è risultato positivo, mentre quelli neutri sono al 18%, con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) al 59%.

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage complessiva*) sono stati poco più di 127 milioni, poco sopra il livello del 2017 (120 milioni).

La *media analysis* conferma il maggior spazio dato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico RAI (il 44% del totale) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di RaiTre (25%) e Rai Uno (15%), subito seguite da LA7 (15%), e Canale 5 (8%). Per quanto riguarda la radio (109 clip-interventi totali) sono Rai-Radio Uno e Radio 24 ad aver

citato più spesso l'Autorità.

Guardando alla tipologia degli spazi in cui viene citata, l'Autorità in TV risulta presente soprattutto nei telegiornali (66% delle citazioni totali), seguita dai "contenitori" (24%) e dalle rubriche (10%). Al contrario, per la radio le rubriche (52%) prevalgono sui servizi dei notiziari (48%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe risultino i più frequenti: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei 4 settori, energia elettrica, gas, acqua e ambiente) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione. Stessa situazione si è verificata per gli spazi radio. All'interno dei temi consumer, i più visti in tv sono stati gli spazi dedicati a Portale offerte, bonus elettrico e Sportello per il consumatore.

L'analisi web

Dall'analisi della presenza sul Web (siti, social network, blog e forum) dell'Autorità nel periodo 1 Gennaio 2018 - 31 Dicembre 2018 sono state rilevate 15.469 mention dirette dell'Autorità, un valore in aumento del 20% sul 2017 anno in cui le citazioni finali avevano superato di poco le 12mila unità. Nel dettaglio, emerge un *sentiment* per la maggior parte neutro, con un aumento accentuato sia per le citazioni positive che per le negative. Nello specifico, nei dodici mesi dell'anno si è registrata una prevalenza delle citazioni neutre con 13.185 *mention* (l'85,2%), 2154 sono state le citazioni negative, e 130 quelle positive. Per quanto riguarda il dato *readership* dell'intero quadrimestre e per tipologia di fonte, quello del canale Web (news, siti, forum e blog) prevale su quello dei Social Network (Twitter, Facebook e Google Plus), con una quota del 68% delle citazioni contro il 32%.

Nel periodo analizzato, il tema elettricità è stato il più citato (8539, il 55% del totale). Seguono il gas con 4628 (29%), i temi *corporate* con 3057 (19%), l'acqua con 2394 citazioni (15%), le fonti rinnovabili con 795 citazioni (4%) e infine i rifiuti con 586 citazioni (3%). La distribuzione delle citazioni per argomento quindi, risulta meno parcellizzata rispetto ai precedenti report e più concentrata sull'argomento elettricità che racchiude da solo oltre la metà delle menzioni. Per quanto riguarda il *sentiment* per argomento, l'elettricità fa registrare maggiori criticità, legate agli argomenti oneri in bolletta e ai rincari dei prezzi di luce e gas per il quarto trimestre. Sempre all'elettricità però è legato il maggior *sentiment* positivo, dettato dal forte calo del prezzo della luce comunicato con l'aggiornamento

trimestrale di marzo e il provvedimento sul crollo del ponte di Genova con la sospensione dei pagamenti delle bollette. Il *sentiment* positivo per corporate e rifiuti invece, ha in comune la stessa matrice e riguarda la nascita dell’Autorità nel suo attuale assetto, avvenuta a cavallo tra il 2017 e il 2018. Per quanto riguarda la questione delle nomine e quindi l’argomento *corporate*, il *sentiment* ha avuto un giudizio pressoché neutro in riferimento alla proroga del vecchio Collegio e la nomina del nuovo Collegio. Infine l’argomento acqua ha avuto il *sentiment* positivo in riferimento al bonus idrico, mentre il *sentiment* negativo si è avuto quasi esclusivamente a maggio in riferimento alla possibilità di riportare le competenze riferite al settore idrico presso il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Nel 2018, in termini quantitativi, la presenza dell’Autorità sui siti delle principali testate giornalistiche on line è stata quantificata con n. 432 articoli rilevati, con un calo del 30% rispetto al 2017 quando il numero degli articoli era 624. Così nel dettaglio il numero degli articoli pubblicati: Agenzia Nova (87), Affaritaliani (65), Blastingnews (62), Tgcom (60), Repubblica (50), Ansa (49), Il Sole 24 Ore (47), Il Fatto Quotidiano e Libero Quotidiano (21), Corriere.it (20), Il Giornale (17), Informazione (15), Il Messaggero (8), La Stampa (6) e Huffington Post (5).

L’attività dei vari siti e blog specializzati e di settore che citano maggiormente l’Autorità si è concentrata nei siti di settore ed è così distribuita (in base al numero di citazioni): QE (724), Staffetta Quotidiana (692), Termometropolitico (77), Codacons (65), Energiaoltre (64), Qualenergia (60), Comparasemplice (32), Segugio.it (31), Borsa Italiana (24), Change e Consumerismo (22), Yahoo.it (21), Helpconsumatori (20), E-Gazette (20), Virgilio.it (11), Gruppo Hera (9), Sostariffe.it (8), Today (4), Il Meteo.it (3). Infine, gli utenti Twitter più attivi sono Staffetta Quotidiana (57), Elio Lannutti (37), EnergiaOltre (31), Quotidiano Energia (25), Helpconsumatori (21), Egazette (14), Qualenergia (11), Il Franco Tirator (6), Jacopo Giliberto (5), Public Policy (5), 2didenari (5), Utilitalia (5), Acquirente Unico (5), Romina Maurizi (4).

Comunicazione tecnica

Il processo di comunicazione tra l’Autorità e gli *stakeholder* richiede coordinamento e tempestività, e ciò

in considerazione dell’elevata complessità tecnica delle questioni trattate e degli interessi coinvolti. A tal fine, l’attività di divulgazione tecnica si avvale in modo sistematico del supporto di “schede tecniche”, documenti redatti dagli stessi Uffici dell’Autorità, che utilizzano un linguaggio semplificato ma rigoroso, tale da permettere la corretta comprensione dei provvedimenti (spesso caratterizzati da elevati tecnicismi), anche da parte di un pubblico non specializzato.

Le schede tecniche risultano essere utilizzate anche dai giornalisti della stampa di settore, che a sua volta è in continuo e stretto contatto con tutti gli *stakeholder*. Esse svolgono così una positiva funzione d’indirizzo sull’intera comunicazione dell’Autorità, in quanto contribuiscono in modo efficace a una più ampia e tempestiva comprensione dei provvedimenti.

I contenuti delle schede tecniche riguardano soprattutto la regolazione energetica e ambientale, nonché quella di *enforcement*; non vengono redatte per i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi con rilievo interno all’Autorità, agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo.

Nel 2018 le schede tecniche redatte sono state 20 e hanno riguardato prevalentemente il settore dell’energia elettrica (9), il settore del gas (3) e i due settori congiunti (4); le rimanenti hanno riguardato il settore idrico (2) e altri temi riguardanti l’efficienza energetica e il telecalore (2).

Eventi e seminari

Gli eventi sono considerati validi strumenti di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell’Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Dal 1° aprile 2018 al 31 marzo 2019 sono state realizzate dall’Autorità alcune iniziative dedicate a coloro che operano nei settori regolati. Tra queste, si evidenziano:

- i seminari “Modalità applicative del bonus sociale idrico” (Milano, 3 maggio 2018 - Roma, 22 maggio 2018) organizzati con la collaborazione di ANCI e CSEA, per illustrare i contenuti della delibera 5 aprile 2018, 227/2018/R/idr, di aggiornamento del Testo integrato sulle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI). Nel corso dei seminari, rivolti ai gestori del servizio di acquedotto,

alle loro associazioni rappresentative e agli enti di governo d'ambito, sono state approfondite sia le problematiche relative alle necessarie interrelazioni fra il Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte), i gestori del servizio di acquedotto, gli enti di governo d'ambito e l'Autorità al fine di riconoscere ed erogare il bonus sociale idrico agli utenti, diretti e indiretti, economicamente disagiati; sia le modalità di interazione con CSEA per l'esazione della UI3 e le relative compensazioni;

- la VIII Giornata di studio degli affari giuridici dell'Autorità sulle "Forme di garanzia nel diritto dell'energia" (Milano, 14 maggio 2018). Va ricordato che la finalità delle Giornate di Studio degli affari giuridici è quella di approfondire alcune tematiche giuridiche, mettendo a confronto approcci metodologici e scientifici diversi, applicati in differenti ambiti disciplinari di ricerca, quali il diritto amministrativo, il diritto civile e commerciale, il diritto *antitrust*, l'economia politica, ecc; le giornate di studio prevedono come relatori studiosi di estrazioni scientifiche diverse, e si rivolgono a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia;
- il "Forum della regolazione dell'energia elettrica" (Firenze, 30-31 maggio 2018), giunto alla sua XXXIV edizione e organizzato dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità;
- la IX Giornata di studio degli affari giuridici dell'Autorità sulle "Condotte elusive e abusive nei mercati dell'energia" (Milano, 29 ottobre 2018);
- il seminario "Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - 5PRT" (Milano, 5 dicembre 2018,) organizzato nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Nel seminario, rivolto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas, è stato presentato il documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 5PRT, anche in attuazione del regolamento (UE) 460/2017;
- il seminario "Stato e prospettive della regolazione del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento" (Milano, 13 febbraio 2019), rivolto agli operatori del

settore e alle associazioni dei consumatori, per presentare lo stato e le prospettive della regolazione del settore del telegas. In particolare, sono stati illustrati i criteri e le regole – soffermandosi anche sulle principali modalità applicative – definiti dalle delibere 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, per come modificata dalle delibere 3 maggio 2018, 277/2018/R/tlr, 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr (TUAR, in tema di allacciamento e recesso), 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr (OITLR, in tema di obblighi informativi dei gestori) e 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr (RQCT, in tema di qualità commerciale del servizio di telegas);

- nel corso del convegno "Monitoraggio *retail*: uno strumento per l'evoluzione del mercato" (Milano, 20 febbraio 2018), sono stati presentati i dati completi del 2017 e fornite alcune anticipazioni del "Monitoraggio dei mercati *retail* 2018". Durante la giornata è stata, inoltre, illustrata una "Indagine sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas" realizzata da Research Hub per conto dell'Autorità.

Biblioteca

L'Autorità dispone di una Biblioteca con una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati. Il catalogo consta attualmente di circa 4.900 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono inoltre consultabili circa 100 riviste cartacee e on line, di carattere giuridico-economico, attinenti ai campi di attività dell'Autorità.

Nel corso del 2018 è stata incrementata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, ebook) che permette di ottenere, oltre a un risparmio di costi, anche una maggiore fruibilità interna. Sono stati organizzati alcuni momenti di formazione per i dipendenti, al fine di un migliore utilizzo delle banche dati economiche, statistiche e giuridiche. La biblioteca è collegata al circuito ESSPER. Tale circuito offre un servizio di document delivery che permette di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, con una banca dati di spoglio di periodici che comprende oltre 850 titoli italiani.

Organizzazione

L'attribuzione all'Autorità dei compiti di regolazione e controllo nel settore del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati ha portato a rivedere la struttura organizzativa. Il nuovo regolamento di Organizzazione è entrato in vigore il primo marzo 2018.

Il nuovo modello organizzativo prevede tre macrostrutture (Segretariato Generale, Divisione Energia, Divisione Ambiente) e, all'interno di queste, le Direzioni (a loro volta

articolate in "Unità") e gli Uffici speciali. Nell'ambito della Divisione Ambiente, è stata inserita la nuova Direzione dedicata al Ciclo dei Rifiuti urbani e assimilati. Alle strutture permanenti si affiancano strutture organizzative temporanee collegate alla realizzazione di specifici programmi o progetti o con funzioni di raccordo fra più strutture.

Risorse umane

Il primo marzo del 2018 sono entrati in carica i responsabili delle strutture. Nelle more della realizzazione dei piani di assunzione, il presidio dei nuovi compiti attribuiti all'Autorità è stato assicurato in prevalenza mediante mobilità interna. Nel corso dell'anno, grazie allo scorrimento integrale delle graduatorie ancora in corso di validità, sono state comunque assunte otto unità di personale a tempo indeterminato e cinque a tempo determinato.

È proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali su istituti di immediata applicazione, quali innanzitutto l'assistenza sanitaria integrativa, e, nella seconda parte dell'anno, la nuova delegazione trattante dell'Autorità ha riavviato la negoziazione sui temi della complessiva riforma del trattamento giuridico ed economico del personale dipendente.

Il personale dipendente dell'Autorità ha continuato ad accedere pienamente a strumenti di flessibilità quali il telelavoro e il *part time* in coerenza con gli accordi sindacali vigenti.

Infine, sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per gli asili nido e le scuole per l'infanzia e le facilitazioni per il trasporto pubblico.

La dotazione organica dell'Autorità è di 245 unità, delle quali 185 a tempo indeterminato e 60 a tempo determinato. A fine 2018 i dipendenti di ruolo erano 167 (20 dei quali dirigenti) e 57 i dipendenti con contratto a tempo determinato, mentre 11 erano le unità acquisite in comando da altre amministrazioni pubbliche. Completa il quadro delle risorse a disposizione il personale della

Guardia di Finanza aggregato nell'ambito di uno specifico protocollo d'intesa (tavole 11.3 e 11.4).

Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 45 anni. Oltre l'85% è laureato.

Nella tavola 11.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al primo gennaio 2018 sulla base del trattamento dell'AGCM. L'Autorità applica ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal primo maggio 2014, il limite massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

Formazione e ricerca

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione, alla ricerca e allo sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, nonché del ciclo dei rifiuti. Le convenzioni in essere sono attualmente 17. Nell'ambito di queste collaborazioni, al 31 dicembre 2018, erano attivi 13 assegni di ricerca e 5 stage finanziati dall'Autorità.

TAV. 11.3 *Personale di ruolo dell'Autorità*

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	20
Funzionari	103
Operativi	42
Esecutivi	2
TOTALE	167

Fonte: ARERA.

TAV. 11.4 *Composizione del personale al 31 dicembre 2018 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	20	5 *	0
Funzionari	103	48	9
Operativi	42	4	1
Esecutivi	2	0	1
TOTALE	167	57 *	11

(*) È considerato anche un Dirigente in posizione di aspettativa

Fonte: ARERA.

TAV. 11.5 *Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2018**Euro, unità*

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.

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 assegnate ai centri di responsabilità (Segretariato Generale, Divisioni, Direzioni e Uffici speciali). L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio, esposto in sintesi nella tavola 11.6.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche (decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 14 agosto 2014, n. 114).

Nel corso dell'esercizio 2018, la somma versata al Bilancio dello Stato ha sfiorato i 6 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, sin qui versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'uno per mille dei ricavi.

Le aliquote per l'anno 2018 sono state così determinate: 0,33 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas, con un ulteriore contributo aggiuntivo pari allo 0,02 per mille dei ricavi dei soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa, e 0,27 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore idrico.

Nel 2018 il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un incremento di quasi 13 milioni di euro rispetto all'anno precedente pur a invarianza di aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati. A tale incremento ha contribuito, per circa 10,5 milioni di euro, l'attività di recupero svolta

nei confronti di soggetti che non avevano ottemperato, in tutto o in parte, al versamento per uno o più esercizi precedenti.

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2018, i 34,77 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 n. 201/2011, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'articolo 13 del decreto legge 66/2014, come convertito dalla legge 89/2014.

L'Autorità ha esternalizzato, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia, alcuni servizi strumentali all'esercizio delle funzioni di propria competenza. Dette procedure si sono svolte anche utilizzando strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip e da ARCA - Regione Lombardia (piattaforma telematica di *e-procurement* SINTEL). L'Autorità si è avvalsa, altresì, di collaborazioni per adempimenti normativi (Collegio dei Revisori, Nucleo di Valutazione, convenzione con la Guardia di Finanza per assistenza nelle verifiche ispettive). La relativa spesa è risultata, anche per l'esercizio 2018, in decisa diminuzione.

Le spese in conto capitale (0,91 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per le opere di ristrutturazione della nuova sede di Milano dell'Autorità (acquistata nel 2015 sulla base di quanto consentito dall'articolo 22 del decreto legge 90/2014). L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio si è provveduto a vincolarne parte per il trattamento di quiescenza del personale dipendente (2,21 milioni.), e ad accantonarne una quota ulteriore per i lavori di ristrutturazione dell'immobile di proprietà di Milano (4,94 milioni) e per rischi e oneri (5,50 milioni). L'avanzo libero per l'esercizio 2018 è stato pertanto determinato in 5,75 milioni di euro.

TAV. 11.6 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; esercizi finanziari

	2017	2018
ENTRATE DELLA GESTIONE	62,97	75,51
Contributo a carico dei soggetti regolati	60,79	73,76
Altre entrate	2,18	1,75
SPESE DELLA GESTIONE	(56,09)	(58,34)
Spese correnti	(48,81)	(51,44)
- Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa, ecc.)	(30,57)	(34,77)
- Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,02)	(2,26)
- Acquisto di beni e servizi	(14,64)	(12,90)
- Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,04)	(1,00)
- Altre spese correnti	(0,54)	(0,51)
Trasferimenti al Bilancio dello Stato e ad altre PP.AA.	(6,71)	(5,99)
Spese in conto capitale	(0,57)	(0,91)
Variazione dei residui attivi	(0,21)	(0,06)
Variazione dei residui passivi	13,93	1,29
AVANZO DELL'ESERCIZIO	20,61	18,40

Fonte: ARERA.

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

Allea S.r.l.

Impaginazione

AB Comunicazioni

Stampa

AGF S.p.a unipersonale

www.agfsolutions.it



