



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

VOLUME II Attività svolta



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

Volume II Attività svolta

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Guido Bortoni	<i>Presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>Componente</i>
Luigi Carbone*	<i>Componente</i>
Rocco Colicchio	<i>Componente</i>
Valeria Termini	<i>Componente</i>

* in carica fino all'11 gennaio 2016

Capitolo 1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali Intersettoriale	pag.	2
Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza	pag.	3
Verso una nuova strategia energetica per l'Europa	pag.	3
Evoluzione normativa dei settori energetici	pag.	8
Coordinamento internazionale	pag.	10
Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea	pag.	10
Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea	pag.	15
Evoluzione della legislazione italiana	pag.	21
Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni	pag.	28
Segnalazioni	pag.	28
Pareri e proposte al Governo	pag.	30
Audizioni presso il Parlamento	pag.	32
Rapporti con le altre istituzioni	pag.	42
Capitolo 2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica Settoriale	pag.	46
Unbundling	pag.	47
Regolazione dell'unbundling	pag.	47
Regolazione delle reti e del sistema elettrico	pag.	48
Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento	pag.	48
Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti	pag.	50
Regolazione tecnica: servizio di trasporto	pag.	51
Regolazione tecnica: impianti essenziali	pag.	54
Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi	pag.	58
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	62
Integrazione del mercato all'ingrosso e investimenti nelle infrastrutture di rete	pag.	79
Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione	pag.	84
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio	pag.	84
Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita	pag.	85
Progetti pilota e sperimentazioni	pag.	90
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico	pag.	92

Capitolo 3. Regolazione nel settore del gas Settoriale	pag.	96
Unbundling	pag.	97
Regolazione dell'unbundling	pag.	97
Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag.	97
Regolazione delle reti	pag.	98
Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag.	98
Regolazione tecnica: sicurezza ed affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi	pag.	99
Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag.	102
Misure di salvaguardia del sistema gas	pag.	105
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	105
Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione	pag.	115
Promozione della concorrenza	pag.	117
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio	pag.	117
Capitolo 4. Teleriscaldamento/teleraffrescamento ed efficienza energetica negli usi finali Intersettoriale	pag.	122
Teleriscaldamento e teleraffrescamento	pag.	123
Avvio delle attività	pag.	123
Efficienza energetica negli usi finali	pag.	125
Attività di regolazione	pag.	125
Attività di gestione	pag.	125
Capitolo 5. Regolazione e attività svolta nel settore idrico Settoriale	pag.	128
Quadro normativo e rapporti istituzionali	pag.	130
Quadro normativo nazionale	pag.	130
Rapporti istituzionali	pag.	130
Regolazione tariffaria, unbundling e convenzioni tipo	pag.	131
Regolazione tariffaria	pag.	132
Regolazione dell'unbundling	pag.	143
Convenzione tipo	pag.	146
Tutela dell'utenza nel settore idrico	pag.	148
Regolazione della qualità contrattuale del SII	pag.	148
Convenzione tipo	pag.	151
Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII	pag.	152
Reclami e segnalazioni degli utenti del SII	pag.	153
Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie	pag.	154

Capitolo 6. Vigilanza e contenzioso Intersettoriale	pag. 156
Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni	pag. 157
Vigilanza e controllo	pag. 157
Attuazione del regolamento REMIT	pag. 178
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	pag. 179
Contenzioso	pag. 182
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	pag. 187
<hr/>	
Capitolo 7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali Intersettoriale	pag. 194
Tutela dei consumatori	pag. 195
Regolazione del mercato elettrico	pag. 196
Regolazione del mercato del gas	pag. 202
Regolazione del mercato elettrico e del gas	pag. 208
Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori	pag. 217
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	pag. 221
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas	pag. 223
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute	pag. 225
Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori	pag. 231
Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie	pag. 237
Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie	pag. 242
<hr/>	
Capitolo 8. Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse Intersettoriale	pag. 244
Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti	pag. 245
Attività di consultazione	pag. 245
Analisi di impatto della regolazione	pag. 248
Provvedimenti assunti	pag. 250
Accountability, trasparenza e anticorruzione	pag. 252
Comunicazione	pag. 254
Organizzazione	pag. 260
Risorse umane e sviluppo del personale	pag. 261
Gestione economico-finanziaria	pag. 264

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	pag. 65
Tav. 2.2	Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche	pag. 73
Tav. 2.3	Dettaglio degli oneri A ₃	pag. 77
Tav. 2.4	Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/4/2015	pag. 92
Tav. 3.1	Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas	pag. 109
Tav. 5.1	Attività e comparti di separazione contabile del SII	pag. 145
Tav. 6.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2011-2015	pag. 163
Tav. 6.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2011-2015	pag. 164
Tav. 6.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura	pag. 165
Tav. 6.4	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas ai clienti finali di piccole dimensioni	pag. 166
Tav. 6.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 166
Tav. 6.6	Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema	pag. 167
Tav. 6.7	Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel	pag. 168
Tav. 6.8	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete	pag. 168
Tav. 6.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio	pag. 169
Tav. 6.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione	pag. 170
Tav. 6.11	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio	pag. 171
Tav. 6.12	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 171
Tav. 6.13	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 172
Tav. 6.14	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 173
Tav. 6.15	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione	pag. 173
Tav. 6.16	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CSEA e il GSE	pag. 174
Tav. 6.17	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato	pag. 176
Tav. 6.18	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2015	pag. 183
Tav. 6.19	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2015	pag. 183
Tav. 6.20	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2015	pag. 184
Tav. 7.1	Incidenza, sul totale dei C ^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 201

Tav. 7.2	Chiamate pervenute al call center dello Sportello	pag. 219
Tav. 7.3	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello	pag. 219
Tav. 7.4	Livelli di servizio per il call center dello Sportello	pag. 220
Tav. 7.5	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello	pag. 220
Tav. 7.6	Standard generali di qualità dei call center	pag. 224
Tav. 7.7	Clienti titolari di bonus elettrico nel 2014 e nel 2015	pag. 226
Tav. 7.8	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2015 per area geografica	pag. 226
Tav. 7.9	Famiglie per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico)	pag. 227
Tav. 7.10	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico	pag. 227
Tav. 7.11	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2015	pag. 228
Tav. 7.12	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico	pag. 228
Tav. 7.13	Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)	pag. 229
Tav. 7.14	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas	pag. 229
Tav. 7.15	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico	pag. 229
Tav. 7.16	Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore	pag. 232
Tav. 7.17	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre del 2016	pag. 233
Tav. 7.18	Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016	pag. 234
Tav. 7.19	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016	pag. 235
Tav. 7.20	Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016	pag. 236
Tav. 8.1	Sintesi delle attività di consultazione	pag. 245
Tav. 8.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2014 e 2015	pag. 251
Tav. 8.3	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità	pag. 263
Tav. 8.4	Composizione del personale al 31 dicembre 2015 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 263
Tav. 8.5	Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2015	pag. 264
Tav. 8.6	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 265

Indice delle figure

Fig. 2.1	Gettito della componente A ₅ ed erogazioni approvate	pag. 93
Fig. 5.1	Reclami e richieste di informazioni attinenti al Sistema idrico pervenuti all'Autorità negli anni 2014, 2015 e nel primo trimestre 2016	pag. 154
Fig. 7.1	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 201
Fig. 7.2	Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2015)	pag. 224
Fig. 7.3	Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2015)	pag. 225
Fig. 7.4	Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello	pag. 231
Fig. 7.5	Canali di attivazione del Servizio conciliazione	pag. 240
Fig. 7.6	Tipologia cliente e settore	pag. 240
Fig. 7.7	Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione	pag. 240
Fig. 7.8	Documento per la consultazione 614/2015/E/com - Prefigurazione di un nuovo modello di tutele	pag. 243

1.

Indirizzi di politica
energetica e rapporti
istituzionali

Intersettoriale

Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza

Il dibattito delle istituzioni europee in materia di energia e di sviluppo delle infrastrutture si è concentrato intorno al progetto per la creazione dell'Unione energetica europea - proposto dalla nuova Commissione nel febbraio 2015 e adottato dal Consiglio energia dell'8 giugno 2015 - e alla sua attuazione.

La Commissione europea ha pubblicato sia una serie di proposte per la consultazione in materia di disegno del mercato elettrico e di sicurezza delle forniture di gas e di elettricità nel primo semestre 2015, sia il primo articolato rapporto sullo Stato dell'Unione nel secondo semestre 2015. Nel febbraio 2016 ha messo a punto due nuove proposte di misure legislative: la revisione del regolamento per la sicurezza delle forniture di gas naturale e la decisione in materia di accordi intergovernativi in campo

energetico; ha, inoltre, delineato in due comunicazioni la propria strategia in materia di GNL, di stoccaggi e di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Il quadro normativo europeo di riferimento per la disciplina del servizio idrico integrato non ha, invece, subito mutamenti significativi rispetto all'anno precedente.

Nel 2015 gli Stati membri hanno adottato, secondo la procedura di Comitato, cinque Codici di rete nel settore elettrico e un Codice di rete nel settore del gas naturale. In corso d'anno sono, inoltre, divenute vincolanti le disposizioni del regolamento per la sorveglianza e l'integrità dei mercati (REMIT) e dei Codici di rete relativi al servizio di bilanciamento e ai meccanismi di allocazione delle capacità transfrontaliere nel settore del gas naturale.

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

Il 25 febbraio 2015 la Commissione europea ha adottato una comunicazione sull'Unione dell'energia che definisce le priorità per il periodo 2015-2020 in materia di energia, di sviluppo delle infrastrutture e di cambiamenti climatici.

Queste e i relativi obiettivi strategici, articolati in cinque dimensioni programmatiche inerenti alla sicurezza delle forniture, al mercato interno, all'efficienza energetica, alla decarbonizzazione e alla ricerca/innovazione, sono suddivisi in una serie di misure che la Commissione europea intende intraprendere. Fra dette azioni, quelle

relative agli obiettivi di sicurezza energetica e di completamento del mercato interno, di maggior impatto per la regolazione energetica nel biennio 2015-2016, riguardano:

- la definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto delle specificità dei mercati elettrici regionali, del coordinamento dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, dell'integrazione delle *Renewable Energy Sources* (RES) e delle esigenze di flessibilità. Tale disegno dovrebbe

essere completato entro il 2016 con una revisione delle norme del Terzo pacchetto energia¹;

- l'avvio di un'iniziativa definita *New Deal* per i consumatori, che include fra gli altri temi la c.d. "capacitazione" dei consumatori, il *demand side management*, l'uso delle *smart technologies*, l'integrazione dei prezzi dei mercati all'ingrosso con quelli al dettaglio e l'eliminazione dei prezzi regolati;
- la revisione del quadro regolatorio europeo che consideri le esigenze, da un lato, di consolidamento del ruolo e dei poteri dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) e, dall'altro, di sviluppo di un piano per l'integrazione dei *Transmission System Operators* (TSO) su base regionale;
- la revisione del regolamento sulla sicurezza gas;
- lo sviluppo di una strategia europea per il GNL e gli stoccaggi;
- la revisione della decisione del 25 ottobre 2012, 994/2012/UE, del Parlamento europeo e del Consiglio, sullo scambio di informazioni in merito agli accordi intergovernativi in materia di energia;
- la revisione della direttiva relativa alle misure per la sicurezza dei sistemi di fornitura dell'energia elettrica.

Completamento del mercato interno: electricity market design e New Deal per i consumatori

Nel luglio 2015 la Commissione europea ha pubblicato il documento *Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato elettrico*, che parte dalla constatazione in base alla quale l'attuale configurazione del settore risulta oggi obsoleta, in ragione dei profondi mutamenti tecnologici e strutturali che lo hanno caratterizzato nel corso degli ultimi anni. Ne consegue l'improcrastinabile necessità di una sua ridefinizione, al fine di accompagnare in modo sostenibile ed efficiente il settore verso gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati al 2030. Il documento mette a fuoco i nodi critici della regolazione di un mercato che diviene sempre più integrato a livello continentale e che deve al contempo affrontare le problematiche derivanti da un'alta incidenza delle RES, dalla crescita della generazione distribuita e dallo sviluppo della flessibilità sia

dal lato della domanda sia da quello dell'offerta. Al termine della consultazione, che ha riguardato aspetti di disegno regolatorio e di *governance*, la Commissione presenterà eventuali proposte di modifica o di revisione della normativa esistente, attraverso interventi di modifica del Terzo pacchetto energia, dei Codici di rete ancora in fase di approvazione (*balancing, emergency and restoration*), della direttiva in materia di efficienza energetica, della direttiva sulle fonti rinnovabili e della direttiva per la sicurezza delle forniture elettriche. Le misure relative al disegno del mercato sono attese per l'estate 2016 e quelle relative alla *governance* regolatoria per il mese di dicembre 2016. Riguardo al disegno regolatorio, il documento individua tre aree di possibile intervento:

- lo sviluppo di mercati di breve termine di natura *cross-border* (bilanciamento e *intraday*), di mercati di lungo termine che forniscano segnali affidabili agli investimenti e di infrastrutture adeguate ed efficienti sotto il profilo dei costi;
- la piena integrazione delle fonti rinnovabili in tutti i mercati e la promozione di schemi di incentivo efficienti e non distorsivi;
- un mercato all'ingrosso collegato a quello al dettaglio, lo sviluppo di segnali di prezzo e tariffe che incentivino la partecipazione della domanda al mercato, eliminando ogni eventuale barriera.

Il documento affronta poi il tema della cooperazione regionale dei sistemi elettrici integrati, chiave di volta della nuova visione di *governance* dell'Unione dell'energia. Nello specifico, si tratta della cooperazione regionale fra gli operatori di sistema (istituzionalizzazione delle *Regional Security Cooperation Initiatives*, come per esempio, Coreso e TSC) e fra gli operatori di rete della trasmissione e della distribuzione. Si affrontano, in questo contesto, i temi relativi al ruolo potenzialmente rafforzato di ACER, alla *governance* di ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), allo sviluppo eventuale di una regolazione europea per i *distributors system operators* (DSO) e alla sorveglianza regolatoria dei nuovi soggetti del mercato integrato (PX, piattaforme, NEMO). Al riguardo si evidenzia che la Commissione europea guarda ad ACER non tanto come a un vero e proprio regolatore europeo, ma

¹ Il Terzo pacchetto energia, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: il regolamento (CE) 713/2009 che istituisce l'ACER, le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, nonché i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

piuttosto come a un'estensione delle proprie competenze in ambiti *cross-border*, in cui i processi decisionali permangono frammentati (in particolare, con riferimento all'attuazione del regolamento (UE) 1222/2015, *Capacity allocation and congestion management guideline* - CACM, adottato in sede di Comitato il 5 dicembre 2014 ed entrato in vigore il 14 agosto 2015).

Infine, il documento mette a fuoco il possibile sviluppo di una dimensione europea della sicurezza delle forniture, tema sul quale la Commissione europea sta lavorando già da qualche anno e che potrebbe riguardare il coordinamento delle metodologie di valutazione dell'adeguatezza delle forniture, la revisione in chiave armonizzata degli standard di affidabilità dei sistemi elettrici e lo sviluppo di uno schema quadro regolatorio per la partecipazione transfrontaliera ai *capacity mechanisms* nazionali.

Sempre nel luglio 2015 la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione *New Deal* per i consumatori, che contiene gli esiti di un'ampia riflessione sui mercati al dettaglio condotta nel corso del 2014, anche per mezzo dello strumento della consultazione degli *stakeholders*. Il documento analizza in chiave prospettica le problematiche dei mercati al dettaglio europei sotto tre profili: la capacitazione del consumatore, la "smartizzazione" dei consumi, nonché la gestione e la protezione dei dati di consumo. Il *New Deal* per i consumatori è definito attraverso dieci obiettivi generali mirati a migliorare la trasparenza delle bollette, le procedure di *switching*, la promozione di una domanda più attiva, la gestione dei dati e la povertà energetica. La comunicazione rinvia eventuali proposte di intervento alla revisione delle direttive esistenti, in particolare a quelle sull'efficienza energetica e le fonti rinnovabili, ma anche alla revisione del Terzo pacchetto energia, a seguito della valutazione degli esiti della consultazione inerente al nuovo disegno del mercato elettrico. In proposito, la Commissione europea si impegna a:

- valutare, in collaborazione con le Autorità nazionali di regolazione, la trasparenza delle bollette e lo sviluppo di strumenti di comparazione delle offerte;
- sostenere le iniziative delle Autorità nazionali per accorciare i tempi di *switching*;
- favorire, in collaborazione con gli Stati membri, il *phasing out* (cessazione) dei prezzi regolati al di sotto dei costi;
- promuovere l'accesso più agevole e frequente ai dati di consumo di ciascun utente;
- favorire lo sviluppo di fornitori innovativi e aggregatori;

- promuovere la diffusione dei segnali di prezzo per l'attivazione della domanda (ovvero contratti basati su *dynamic pricing* e *load control*);
- promuovere l'autoproduzione e il consumo da fonti rinnovabili e raccomandare ai regolatori la definizione di tariffe di rete che non ne ostacolino lo sviluppo;
- assicurare, in collaborazione con il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e l'ACER, che la regolazione nazionale per i distributori incentivi l'innovazione, l'efficienza, la trasparenza e la qualità del servizio e che gli schemi regolatori siano *cost reflective*; incentivare in modo efficiente l'innovazione e il ruolo dei distributori quali *neutral market facilitator*.

Un'attenzione speciale deve essere prestata alla gestione e alla protezione dei dati, in particolare, in circostanze in cui il servizio di *metering* è svolto insieme ad altri servizi.

Sicurezza delle forniture gas: il nuovo regolamento e la strategia GNL e stoccaggi

In merito al settore del gas naturale, a fronte dell'acuirsi della crisi ucraina, il 28 giugno 2014 la Commissione europea aveva pubblicato la comunicazione *Strategia europea sulla sicurezza delle forniture* e, nell'ottobre dello stesso anno, su richiesta del Consiglio, un rapporto sugli *stress test* nazionali mirati a valutare la capacità di resistenza del sistema europeo alle interruzioni delle forniture. Il rapporto sugli *stress test*, nonostante evidenziasse quanto il regolamento (UE) 994/2010, messo a punto ben prima della crisi ucraina, avesse già migliorato lo stato di sicurezza a fronte di possibili interruzioni o blocchi di forniture, individuava anche alcune aree di possibile miglioramento. La Commissione, quindi, il 15 gennaio 2015 ha pubblicato un documento per la consultazione volto a raccogliere suggerimenti per la revisione del citato regolamento, cui i regolatori europei hanno risposto con un documento congiunto del CEER. Il 16 febbraio 2016 la Commissione ha pubblicato, all'interno del c.d. "Pacchetto invernale", una proposta di revisione del regolamento, che prevede in particolare:

- definizione di meccanismi di coordinamento e cooperazione a livello regionale supervisionati dalla Commissione (Piani regionali vincolanti per la prevenzione e la gestione delle emergenze e schemi condivisi di valutazione del rischio);

- ridefinizione dello standard di sicurezza N-1;
- supervisione dell'ACER e della Commissione sulle esenzioni dallo sviluppo di capacità in controflusso;
- maggiore trasparenza sui dati e sull'accesso della Commissione alle informazioni anche contrattuali, in particolare sulle forniture da Paesi terzi, per una migliore valutazione dei rischi di interruzione e di sospensione delle forniture;
- sorveglianza da parte della Commissione sugli standard di fornitura per i consumatori "protetti" (così come definiti dalla stessa proposta di regolamento) e sulle misure non di mercato per la protezione dei consumatori nazionali;
- sviluppo di meccanismi di solidarietà con i Paesi interconnessi, in modo da assicurare la tutela dei consumatori "protetti" su base regionale;
- estensione degli obblighi previsti per i Paesi dell'Unione europea ai Paesi dell'*Energy Community* (EnC).

Sempre nell'ambito del c.d. "Pacchetto invernale", è stata pubblicata una proposta di decisione del Consiglio e del Parlamento europeo che prevede la notifica vincolante alla Commissione degli accordi intergovernativi in materia di forniture e infrastrutture energetiche fra gli Stati membri e uno o più Paesi terzi, per la verifica di conformità con la normativa europea e, in particolare, con le norme del Terzo pacchetto energia. La notifica dei contratti fra soggetti privati non è di natura vincolante ma volontaria.

Infine, il 16 febbraio 2016 è stata pubblicata anche la comunicazione della Commissione europea sulla strategia per lo sviluppo del GNL e degli stoccaggi. A fronte di un mercato del GNL in forte espansione, la Commissione ha tratteggiato una strategia europea in grado di attrarre le forniture via GNL per controbilanciare l'attesa crescita della dipendenza dalle importazioni via gasdotto, conseguente al previsto calo della produzione interna europea degli anni a venire. In termini di sicurezza delle forniture, la strategia GNL è particolarmente rilevante per i Paesi Baltici e i Paesi Balcanici che, come individuato dagli *stress test*, risultano particolarmente vulnerabili agli shock esogeni, essendo dipendenti da un unico fornitore. L'Europa fin da ora dispone di una capacità di GNL e di stoccaggio adeguata, ma questa non pare distribuita in modo ottimale per la sicurezza complessiva dei Paesi europei. Risulta, pertanto, necessario sviluppare le infrastrutture mancanti, facendo leva sugli strumenti esistenti (regolamento infrastrutture e Piano *Connecting Europe Facility* - CEF), e completare rapidamente un mercato interno

sufficientemente liquido che garantisca l'accesso del GNL ai principali *hub* e mercati europei e fornisca i necessari segnali di prezzo. Funzionali allo sviluppo di tale strategia sono la disponibilità e l'accesso allo stoccaggio, considerati strumenti di flessibilità per i mercati. La Commissione ha, dunque, invitato i regolatori nazionali e gli Stati membri ad accelerare lo sviluppo dei Progetti di interesse comune (*Project of common interest* - PCI), a migliorare le analisi dei costi/benefici per identificare i futuri gasdotti e i terminali di interesse europeo, oltre che a sviluppare su base regionale l'accesso agli stoccaggi; infine, ha invitato i regolatori nazionali ad adoperarsi per lo sviluppo di *Roadmaps*, con l'intento di integrare nel mercato europeo i mercati regionali oggi isolati, come quelli dei Paesi Baltici, dei Paesi Balcanici e della Penisola iberica. Infine, la Commissione si è impegnata ad avviare un apposito dialogo con i principali fornitori e importatori di GNL extraeuropei.

Sicurezza delle forniture elettriche

In vista dell'annunciata proposta di revisione della direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006, concernente misure per la sicurezza delle forniture elettriche, nel giugno 2015 la Commissione ha promosso una consultazione sul tema, che completa quella relativa al disegno di mercato, la quale già affronta i temi dell'adeguatezza della generazione e dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva (*capacity mechanisms*). L'impianto della menzionata direttiva riconosceva in esclusiva, agli Stati nazionali che attuano con norme e procedure diverse fra loro, la gestione dell'operatività dei sistemi elettrici in sicurezza. Il Terzo pacchetto energia, promuovendo la cooperazione fra gli operatori dei sistemi di trasmissione e di sviluppo di Codici di rete che riguardano anche l'operatività dei sistemi e le connessioni, ha definito gli elementi di un nuovo approccio sovranazionale alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici. Di qui, nasce l'esigenza di modificare la direttiva 2005/89/CE.

La consultazione del luglio 2015 si è concentrata prevalentemente sul ruolo che le Autorità nazionali (governi e regolatori), gli operatori di rete di trasmissione e di distribuzione, le istituzioni europee (ENTSO-E, ACER e la Commissione europea) potrebbero ricoprire sia nella fase di prevenzione sia in quella di mitigazione dei rischi per la sicurezza dei sistemi. In merito alla prevenzione, il documento tratta dell'identificazione e della gestione dei rischi relativi all'adeguatezza e alla sicurezza/resilienza dei sistemi elettrici - attraverso

lo sviluppo dei piani di gestione del rischio basati su *templates* condivisi, parametri e criteri standardizzati o definiti anche a livello sovranazionale (regionale o europeo) – al ruolo degli operatori della distribuzione e alla *cybersecurity*. Riguardo alla fase di mitigazione dei rischi, il documento affronta le questioni relative ai requisiti per i piani di emergenza, agli interventi *market* e *non-market based*, alle eventuali compensazioni e al coordinamento fra gli operatori della trasmissione di Paesi confinanti.

Rapporto sullo stato dell'Unione

Il 27 novembre 2015 la Commissione europea ha pubblicato il suo primo rapporto sullo stato dell'Unione con la seconda lista di 195 progetti di interesse comunitario (PIC), ai sensi del regolamento infrastrutture, una proposta di revisione del regolamento Eurostat, relativo ai prezzi di energia elettrica e gas naturale, e alcuni *progress report* sulle azioni per il cambiamento climatico, l'efficienza energetica e la strategia per la sicurezza.

Il rapporto sullo stato dell'Unione esamina lo stato di attuazione degli obiettivi di ognuna delle cinque dimensioni dell'Unione energetica, contenute nella comunicazione del febbraio 2015, e identifica le priorità per il biennio 2016-2017. Anche grazie alle visite agli Stati membri del commissario Maroš Šefčovič, il rapporto identifica lo stato di avanzamento per ognuna delle dimensioni dei singoli Paesi membri ed è accompagnato da specifiche schede Paese.

Il rapporto affronta, innanzitutto, i temi relativi al clima e all'ambiente, sui quali l'Unione ha definito una propria posizione presentata alla Conferenza COP 21 di Parigi a dicembre. Relativamente alla decarbonizzazione, l'Europa nel suo complesso procede a un ritmo nettamente superiore a quello della tabella di marcia degli obiettivi al 2020, in termini di emissioni di gas serra e di produzione di energia rinnovabile. Secondo le proiezioni, la riduzione delle emissioni al 2020 potrebbe raggiungere il 24% rispetto ai livelli del 1990, mentre ben 19 Paesi sembrano destinati a superare il 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili. La revisione della direttiva sul sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea (EU ETS) avanzata dalla Commissione nel 2015, le proposte per l'integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati derivanti dalla revisione del disegno del mercato nel 2016 e il rispetto delle *Linee guida* per gli aiuti di Stato in materia di energia e di ambiente costituiscono i perni dell'intervento dei prossimi anni, per raggiungere gli obiettivi concordati dal Consiglio al 2030 (cfr. la *Relazione Annuale* 2015).

Sul fronte dell'efficienza energetica, nonostante gli sforzi dei Paesi membri, molto resta da fare in quanto l'Europa, nel suo complesso, sembra essere ancora lontana dagli obiettivi posti al 2020, nonostante alcuni Paesi, fra cui l'Italia, abbiano notificato obiettivi più ambiziosi. In questo ambito, la Commissione ha annunciato per il 2016 una revisione della direttiva per l'efficienza energetica, nuovi interventi in tema di *ecolabeling* e di risparmio energetico nelle abitazioni, oltre che un intervento in ambito di teleriscaldamento e di teleraffrescamento.

In merito all'integrazione dei mercati e alla sicurezza delle forniture, il rapporto sullo Stato dell'Unione concentra la propria attenzione sullo sviluppo delle infrastrutture.

In merito al tema del completamento del mercato interno, i progressi registrati in molti Paesi membri in ambito di integrazione dei mercati all'ingrosso e di *market coupling* sono giudicati insufficienti e condizionati da vincoli infrastrutturali.

Riguardo allo sviluppo infrastrutturale, il rapporto lamenta ancora il mancato raggiungimento, da parte di molti Paesi fra cui l'Italia, del target del 10% delle infrastrutture sulla capacità installata.

Infine, il rapporto tocca i temi dell'adeguatezza della generazione, rammentando sia i criteri di riferimento per i *capacity mechanisms*, definiti nelle *Linee guida* per gli aiuti di Stato in energia e ambiente, sia l'Indagine aperta sul tema nell'aprile 2015 dalla *Directorate general for competition* della Commissione europea.

La rapida realizzazione dei PIC della prima e della seconda lista pubblicata contestualmente al rapporto, la revisione delle *bidding zones*, lo sviluppo degli *smart meters* e la rimozione della regolazione dei prezzi nei mercati al dettaglio rappresentano, con le nuove proposte di disegno del mercato elettrico previste entro l'estate 2016, le principali linee di attività ai fini della realizzazione degli obiettivi dell'Unione dell'energia in questo ambito.

Infine, in materia di sicurezza delle forniture e di promozione della solidarietà, lo Stato dell'Unione, nel rammentare l'adozione da parte del Consiglio europeo di giugno 2015 delle Conclusioni sulla *energy diplomacy*, concentra l'attenzione sulla diversificazione delle forniture, quale aspetto essenziale della politica di sicurezza del gas naturale. In tal senso, pur confermando il supporto all'Ucraina, quale Paese di transito, si promuovono lo sviluppo del *Southern gas corridor*, volto anche allo sfruttamento dei giacimenti del Mediterraneo orientale, e l'integrazione dei mercati dell'EnC, ribadendo la necessità di un attento scrutinio, come stabilito dal quadro regolatorio europeo, per ogni altro progetto (quale, per esempio, il raddoppio di *North stream*).

Evoluzione normativa dei settori energetici

Alcuni nuovi tasselli della regolazione energetica europea sono giunti a compimento nell'anno appena trascorso, in particolare per ciò che riguarda i Codici di rete del settore elettrico. Il 25 giugno 2015 gli Stati membri hanno approvato, secondo la procedura di Comitologia, il regolamento che istituisce un Codice di rete il quale definisce e armonizza i requisiti tecnici per la connessione alle reti da parte dei generatori, che entrerà in vigore dopo tre mesi di scrutinio a opera del Parlamento e del Consiglio europeo.

Il regolamento CACM, contenente le *Linee guida* per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni, è entrato in vigore nell'agosto 2015.

Queste comprendono le metodologie per l'allocazione della capacità, con riferimento ai Mercati del giorno prima e infragiornaliero, e chiariscono le modalità di calcolo della capacità di trasporto tra le varie zone di mercato. Nello specifico, sono formalizzate le regole di funzionamento del *market coupling* e del Mercato infragiornaliero a negoziazione continua fino all'ora precedente a quella di consegna. Il quadro regolatorio di riferimento per l'allocazione delle capacità transfrontaliere è stato completato il 30 ottobre 2015, con l'approvazione del regolamento che istituisce il Codice di rete per l'allocazione delle capacità nei mercati a termine. Tale regolamento entrerà in vigore nel primo semestre 2016.

Nell'ottobre 2015 sono stati approvati anche i Codici di rete che definiscono i requisiti funzionali per la connessione, prevalentemente per i carichi industriali, le reti di distribuzione e gli impianti *offshore*, necessari per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e lo sviluppo di *smart grids*, garantendo la sicurezza del sistema e l'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica. Si tratta dei Codici di rete relativi alle connessioni dei carichi e dei cavi in corrente continua e in alta tensione, che entreranno in vigore nella primavera 2016.

Da segnalare, relativamente al settore del gas naturale, la pubblicazione nel maggio 2015 del regolamento relativo al Codice di rete per l'interoperabilità, approvato nel novembre 2014, che entrerà in vigore nel maggio 2016. Nel 2015 sono, inoltre, divenute vincolanti le disposizioni contenute nei regolamenti relativi ai Codici di rete per

il bilanciamento (regolamento (UE) 312/2014) e per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione (regolamento (UE) 984/2013).

Infine, nel 2015 si è dato inizio all'implementazione del regolamento REMIT, mediante l'avvio dei registri per gli operatori di mercato e delle attività di *reporting* per i contratti ammessi sulle piattaforme di scambio e della raccolta di dati fondamentali attraverso piattaforme ENTSO, organizzate il 7 ottobre. L'avvio del *reporting* per tutte le altre tipologie di contratti è previsto entro aprile 2016.

L'attuazione del regolamento REMIT prevede una stretta collaborazione fra l'ACER, investita principalmente di compiti di monitoraggio a livello europeo, e i singoli regolatori nazionali, cui sono stati conferiti precisi obblighi in materia di investigazione e di *enforcement*.

Incontro del Collegio dell'Autorità con Maroš Šefčovič, Vicepresidente della Commissione europea e commissario europeo per l'unione energetica

Il 4 dicembre 2015 il Collegio dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il settore idrico ha incontrato a Roma, presso gli Uffici della rappresentanza in Italia della Commissione europea, Maroš Šefčovič, Vicepresidente della Commissione europea e commissario per l'Unione energetica. Nel corso dell'incontro, partendo dalla condivisione della comunicazione relativa all'*Energy Union*, sono state affrontate diverse tematiche, riportate nella memoria 2 dicembre 2015, 581/2015/1/com, con l'intento di fornire un contributo alle istituzioni nazionali ed europee per promuovere lo sviluppo di un mercato realmente ed efficacemente integrato.

L'Autorità ha richiamato l'attenzione del Vicepresidente Šefčovič su alcuni punti specifici:

- lo sviluppo delle infrastrutture e il ruolo dell'Italia nella strategia europea di sicurezza delle forniture. L'Autorità, *in primis*, ha espresso il proprio favore in merito all'accento posto dalla Commissione - nella comunicazione riguardante lo stato dell'Unione - sullo sviluppo delle infrastrutture, intese

quale chiave di volta sia dell'integrazione del mercato interno dell'energia sia della strategia europea di sicurezza delle forniture; l'Autorità ha, infatti, valutato positivamente l'attenzione della Commissione per il *Southern gas corridor* e per l'*hub* del gas del Mediterraneo, così come per lo sfruttamento delle forniture del Mar Caspio e del Mediterraneo orientale, a fronte di altri progetti commerciali che non forniscono all'Europa un equivalente accesso a fonti alternative di approvvigionamento. Sul tema specifico dell'identificazione dell'obiettivo di interconnessione per lo sviluppo delle infrastrutture di energia elettrica al 2020 e al 2030, l'Autorità si è soffermata sul metodo di calcolo, sottolineando che ogni obiettivo per lo sviluppo delle infrastrutture dovrebbe essere basato su una misura adeguata delle esigenze effettive del mercato interno e che in un contesto caratterizzato da una crescente generazione intermittente da FER, la capacità di generazione installata (attualmente utilizzata per definire gli obiettivi del 10-15%) non riflette più la domanda di energia reale né in media né al picco;

- l'adeguatezza della generazione e dei mercati della capacità. In relazione all'intenzione della Commissione di lavorare per la definizione, per ogni Stato membro, di una metodologia coordinata per valutare l'adeguatezza dei sistemi in una prospettiva europea che tenga conto del contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento dei flussi di energia transfrontalieri, l'Autorità ha evidenziato l'importanza di sviluppare tale decisione politica solo dopo una valutazione effettiva dei ruoli e delle competenze

tecniche dei diversi attori coinvolti. Contestualmente, l'Autorità ha espresso apprezzamento per l'approccio pragmatico della Commissione che, vista la frammentazione dei meccanismi con cui gli Stati membri stanno cercando di far fronte al problema dell'adeguatezza della generazione, pone l'accento sulla dimensione regionale dei mercati delle capacità;

- la *governance* del mercato interno dell'energia. L'Autorità ha evidenziato il ruolo cruciale dell'ACER per il coordinamento a livello tecnico dei diversi regolatori nazionali, volto allo sviluppo di un'Unione dell'energia plurale e basata su una dimensione regionale anziché su un modello armonizzato uguale per tutti. L'Autorità ha rilevato come una possibile revisione del sistema di voto del Comitato dei regolatori, a seconda del livello tecnico e/o dell'impatto regionale delle diverse decisioni, potrebbe aiutare l'efficienza e l'efficacia del processo decisionale, in particolare nell'implementazione dei Codici di rete e delle *Linee guida*;
- la regolazione del mercato al dettaglio, con particolare riguardo al tema della povertà energetica. L'Autorità ha ricordato non solo il recente avvio della riforma organica della regolazione dei mercati *retail* di massa, ma anche la consolidata esperienza di sistemi volti alla tutela dei clienti vulnerabili compatibili con un mercato competitivo. L'Autorità ha, infine, richiamato l'attenzione dell'Unione europea anche sui rilevanti effetti collaterali che la morosità e i ritardi nei pagamenti comportano per la sostenibilità economica degli operatori dal lato dell'offerta nei mercati concorrenziali al dettaglio.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Nel 2015 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia in ambito multilaterale, attraverso l'ACER, il CEER e le iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire tematiche di comune interesse: l'attività è finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

European Water Regulators

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha proseguito il proprio impegno nell'ambito del *network* dei regolatori europei del settore idrico *European Water Regulators* (WAREG), avviato nel 2014, che oggi conta 24 membri² provenienti da Paesi europei, non esclusivamente appartenenti all'Unione europea, restando aperto a nuove adesioni³. Nel corso delle riunioni dell'Assemblea plenaria dei membri di WAREG del 2015, sono stati confermati i seguenti obiettivi comuni:

- scambiare buone pratiche di regolazione, informazioni, analisi dei modelli di regolazione esistenti e delle performance degli operatori;

- organizzare formazione tecnica e scambiare *know-how* ed esperienze;
- promuovere una regolazione stabile dei servizi idrici di pubblica utilità, a livello europeo;
- promuovere attività di cooperazione per analizzare la sostenibilità dei servizi, l'adeguatezza delle infrastrutture esistenti, la qualità dei servizi e gli strumenti di protezione dei consumatori;
- predisporre posizioni comuni su questioni attinenti alla regolazione e mantenere relazioni istituzionali con la Commissione europea;
- promuovere il dialogo con organizzazioni del settore a livello internazionale.

È stata, altresì, definita e consolidata la struttura organizzativa⁴ necessaria al coordinamento delle attività di analisi e di comunicazione interna ed esterna. In particolare, durante la quarta riunione dell'Assemblea WAREG, tenutasi a Edimburgo (Scozia) il 28 maggio 2015 e ospitata dal regolatore WICS (*Water Industry Commission for Scotland*), si è proceduto alla elezione del Presidente e di due Vicepresidenti WAREG⁵ e alla presentazione di due rapporti⁶, a conclusione di un'indagine interna svolta tra tutti i membri⁷:

2 I membri di WAREG sono enti pubblici dotati di funzioni di regolazione: regolatori indipendenti con poteri decisionali autonomi e vincolanti per i soggetti regolati; regolatori indipendenti con poteri giurisdizionali e/o consultivi; dipartimenti ministeriali o agenzie governative; Autorità della concorrenza. Attualmente i 24 membri WAREG, di cui quattro osservatori, sono i seguenti: ANRE – *National Agency for Energy Regulation* (Moldavia); ANRSC – *Romanian Authority for Public Services* (Romania); CER – *Commission for Energy Regulation* (Irlanda); ECA – *Estonian Competition Authority* (Estonia); ERU – *Water Regulatory Authority* (Albania); ERSAR – *Water and Waste Services Regulation Authority* (Portogallo); ERSARA – *Water and Waste Services Regulation Authority* (Portogallo/Isola d'Azores); EWRC – *Energy and Water Regulatory Commission* (Bulgaria); HEA – *Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority* (Ungheria); KFST – *Danish Competition and Consumer Authority* (Danimarca); MAGRAMA – *Ministry of Agriculture, Food and Environment* (Spagna); MEDDE – *Ministry of Ecology, sustainable development and energy* (Francia); MONTENEGRO – *Ministry of Sustainable Development* (Montenegro) – Osservatore; NCC – *National Commission for Energy Control and Prices* (Lituania); NIAUR – *Northern Ireland Authority For Utility Regulation* (Irlanda del Nord); OFWAT – *Water Services Regulation Authority* (Inghilterra e Galles) – Osservatore; REWS – *Regulator for Energy and Water Services* (Malta); PUC – *Public Utilities Commission* (Lettonia); SSW – *Special Secretariat for Water* (Grecia); VMM – *Flemish Environment Agency* (Belgio/Fiandre); VODA – *Council for Water Services* (Croazia) – Osservatore; WICS (Scozia); WWRO – *Water and Waste Regulatory Office* (Kosovo) – Osservatore.

3 Nell'anno appena trascorso hanno aderito a WAREG i regolatori di Croazia, Francia, Kosovo, Moldavia, Montenegro (vedi nota precedente).

4 Per la descrizione della struttura organizzativa di WAREG, si rimanda alla *Relazione Annuale 2015*.

5 Il primo Presidente eletto all'unanimità dall'Assemblea per un periodo di due anni, a Edimburgo (Scozia), il 28 maggio 2015, è un componente del Collegio dell'Autorità. I primi due Vicepresidenti, eletti dall'Assemblea con il Presidente per un periodo di due anni, sono i regolatori scozzese (WICS) e ungherese (HEA).

6 Per espressa decisione dell'Assemblea, i rapporti non sono stati ancora diffusi pubblicamente poiché richiedono ulteriori aggiornamenti, a fronte di riforme della regolazione di settore che alcuni Paesi hanno avviato nell'anno appena trascorso.

7 Ciascuno dei Gruppi di lavoro ha elaborato un questionario per raccogliere informazioni relative al settore idrico in ciascuno dei Paesi membri, e ha predisposto il rapporto sulla base delle risposte ricevute. Il tasso di risposta al questionario è stato quasi del 100%.

- *Tariff structure and price setting*, predisposto dal Gruppo di lavoro tecnico-regolatorio (REG WG), presenta una descrizione generale dei sistemi tariffari vigenti per il settore idrico nei Paesi membri;
- *Institutional regulatory frameworks*, redatto dal Gruppo di lavoro istituzionale (INS WG), illustra i poteri di regolazione del settore idrico nei Paesi membri.

Nella quinta riunione dell'Assemblea, tenutasi a Budapest (Ungheria), il 29 settembre 2015, presso il regolatore ungherese HEA, si è stabilito di focalizzare gli obiettivi di cooperazione sullo scambio di informazioni relative ad aspetti specifici della regolazione del settore idrico a livello europeo, prevedendo la possibilità di ulteriori studi approfonditi all'interno dei Gruppi di lavoro WAREG, ma anche attraverso *workshop* tra membri e conferenze con *stakeholders* a livello europeo e internazionale. Inoltre, è stata confermata la struttura organizzativa interna⁸ e si è deciso di affidare al regolatore ungherese la creazione di un sito web, volto a rafforzare il dialogo interno tra i membri, a favorire la diffusione di *best practices* di regolazione in materia di servizi idrici e a garantire adeguata informazione agli *stakeholders* a livello europeo.

Nella sesta riunione dell'Assemblea, svoltasi a Bucarest (Romania), il 16 dicembre 2015, presso il regolatore rumeno ANRSC, è stato inaugurato un metodo di approfondimento delle pratiche di regolazione del settore idrico, che prevede la presentazione a ogni riunione plenaria di almeno un caso nazionale e la discussione di specifici aspetti regolatori. Si è, inoltre, deciso di creare due *Task Force* all'interno dei Gruppi di lavoro WAREG, per redigere due rapporti descrittivi delle pratiche di regolazione in uso nei Paesi membri, in merito alla sostenibilità sociale delle tariffe e all'utilizzo di indicatori di performance degli operatori dei servizi idrici.

Durante la riunione dell'Assemblea del 16 marzo 2016, a Tirana (Albania), presso il regolatore albanese ERRU, sono stati presentati i primi risultati comparativi delle misure di sostenibilità sociale della tariffa e delle pratiche di misurazione della performance dei servizi e degli operatori in uso tra i membri di WAREG. Inoltre, è stata organizzata la prima tavola rotonda tra i membri di WAREG e gli *stakeholders* che ha consentito l'avvio di un

dialogo sulle principali criticità del settore idrico in Europa. A tale riunione hanno partecipato i rappresentanti della Commissione europea (DG *Environment*), di EurEau (*European federation of national associations of drinking water suppliers and waste water services*), di Aqua Publica Europea, di OECD (*Organization for economic development in Europe*) e di IWA (*International water association*).

Nell'anno appena trascorso, per rafforzare la propria *accountability* a livello europeo, WAREG ha consolidato i rapporti con gli Uffici della Commissione europea e del Parlamento europeo, oltretutto con le organizzazioni internazionali, come per esempio l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico, la Banca mondiale, IWA e gli *stakeholders* del settore EurEau, INBO (*International network of basin organisations*) ed EIP (*European Innovation Partnership*).

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009, rappresenta lo strumento istituzionale introdotto con il Terzo pacchetto energia, per rafforzare la cooperazione tra i regolatori europei e assisterli «*nell'esercizio a livello comunitario delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri*» (cfr. la *Relazione Annuale* 2013, 2014 e 2015).

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala l'attività dell'Autorità nell'ambito della definizione dei Codici di rete europei⁹, confluita nei seguenti documenti:

- la raccomandazione dell'ACER alla Commissione europea del 23 giugno 2015 per l'adozione del Codice di rete per la gestione delle emergenze e il ripristino. Si tratta dell'ultimo dei quattro Codici previsti nelle *Linee guida* per la gestione operativa dei sistemi elettrici;
- la raccomandazione dell'ACER alla Commissione europea del 20 luglio 2015 per l'adozione del Codice di rete per il bilanciamento proposto da ENTSO-E, che definisce le modalità in base alle quali le risorse per il bilanciamento della rete elettrica,

⁸ Vedi sopra.

⁹ Disponibili sul sito dell'ACER, al seguente link: http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Activities/FG_code_development/Electricity

disponibili a livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo le regole di mercato, dopo avere accertato la fattibilità tecnica, al fine di garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e, dunque, la gestione in sicurezza della rete;

- il documento *Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures: Conclusions and next steps* dell'1 dicembre 2015, che contiene l'analisi preliminare per valutare l'esigenza di avviare un'attività di *Linee guida* relative a un Codice di rete in materia di armonizzazione delle tariffe elettriche;
- i pareri sui documenti di ENTSO-E previsti dal Terzo pacchetto energia, quali quelli sugli scenari di previsione relativi all'adeguatezza della generazione nel periodo invernale ed estivo, *Roadmap* delle attività di ricerca e di sviluppo, nonché la *Relazione Annuale* e il programma di lavoro per il 2016.

Fra le altre attività di rilievo per il mercato interno elettrico svolte dall'ACER nel corso del 2015, si evidenzia il parere sull'approvazione, da parte delle Autorità coinvolte, delle regole sull'allocazione delle capacità transfrontaliere nella regione *Central-East Europe* e, in particolare, sulla frontiera fra Austria e Germania, richiesto dal regolatore della Polonia, URE.

In relazione al settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei Gruppi di lavoro ACER, responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G; in particolare, alle modifiche del Codice di rete CAM, nonché al processo di revisione del *Gas target model* avviato all'inizio dell'anno. I documenti frutto dell'attività menzionata sono:

- la raccomandazione del 15 ottobre 2015 alla Commissione europea, relativa alla modifica del Codice di rete per l'allocazione della capacità approvato nel 2013 (CAM NC), per le regole che riguardano lo sviluppo di nuove capacità;
- il parere sul Piano decennale di investimenti di rete 2015 di ENTSO-G 2015, approvato il 22 ottobre 2015;
- il parere sul *template* per gli accordi di interconnessione, approvato il 20 ottobre 2015;
- i pareri, previsti ai sensi del Terzo pacchetto energia, sui documenti di ENTSO-G quali gli scenari per l'estate 2015 e quelli per l'inverno 2016, il *Rapporto Annuale* 2015 e il Programma di lavoro 2016.

Nel mese di ottobre 2015 il Comitato dei regolatori dell'ACER non ha reso parere favorevole alla raccomandazione alla Commissione europea relativa al Codice di rete per l'armonizzazione delle strutture tariffarie per le reti di trasporto, necessario per l'adozione dell'atto da parte del Direttore dell'ACER. Secondo quanto previsto dal Terzo pacchetto energia, la Commissione europea ha, pertanto, proceduto alla redazione di detta proposta di Codice, che è stata presentata agli Stati membri alla riunione di pre-Comitologia del marzo 2016. Rilevante l'attività dell'ACER finalizzata all'implementazione del regolamento (UE) 347/2013 per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche. Al riguardo, l'Autorità italiana ha partecipato attivamente, con gli altri regolatori europei nell'ambito delle rispettive competenze, alla valutazione delle proposte di PIC, in particolare per quanto attiene ai criteri per le analisi costi/benefici suggerite dagli ENTSO, propedeutiche alla definizione della seconda lista di PIC adottata dalla Commissione nel novembre 2015.

I regolatori, inoltre, hanno supportato l'ACER nell'emanazione di:

- un parere del gennaio 2015 sull'implementazione degli investimenti nelle reti di gas naturale;
- un rapporto consolidato del 22 luglio 2015 sullo stato di avanzamento dei PIC elettricità e gas;
- alcuni rapporti del 23 luglio 2015 sui costi di investimento unitari delle infrastrutture elettriche e del gas naturale;
- alcuni pareri del 13 novembre 2015 sulle proposte di liste regionali di PIC elettrici e gas;
- una raccomandazione del 18 dicembre 2015, relativa alle buone pratiche per la valutazione delle proposte di investimenti dei PIC elettrici e gas e dell'allocazione *cross-frontaliera* dei costi.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha attivamente contribuito ai lavori del nuovo gruppo di coordinamento tra i regolatori e l'ACER, mirato ad agevolare l'implementazione del regolamento REMIT, entrato nel 2015 nella fase di attuazione. Oltre all'adozione, nel marzo 2015, del parere relativo all'implementazione della direttiva 2004/39/CE sui contratti derivati scambiati nei mercati all'ingrosso dell'energia (direttiva MIFID - *Markets in Financial Instruments Directive*), già monitorati dal regolamento REMIT, l'ACER ha messo a punto l'integrazione del *Memorandum of understanding* (sottoscritto dall'ACER e dalle Autorità di regolazione nel 2013) per la gestione delle piattaforme informatiche ai fini dello scambio di informazioni e della gestione dei casi di indagine; ha, inoltre, aggiornato il Manuale

di monitoraggio dei mercati e il Manuale per le procedure per la gestione delle informazioni privilegiate e per le procedure per la sicurezza informatica per lo scambio dei dati.

L'Autorità italiana ha, altresì, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della risposta congiunta dell'ACER e del CEER al documento per la consultazione della Commissione europea in merito al disegno del mercato elettrico, pubblicato il 15 luglio 2015.

L'Autorità, infine, ha preso parte, con la trasmissione e la validazione dei dati e delle informazioni, alle attività di monitoraggio dell'ACER, che nel 2015 si sono sostanziate nella pubblicazione dei seguenti rapporti:

- *Relazione Annuale* sulle attività svolte dall'ACER;
- *Rapporto Annuale* sull'implementazione del regolamento REMIT;
- Rapporto sullo stato delle congestioni ai punti di interconnessione transfrontalieri;
- Rapporto sullo stato del *bundling* volontario delle capacità nei punti di interconnessione del gas naturale;
- Rapporto sullo stato delle compensazioni transfrontaliere tra i gestori delle trasmissioni nel settore elettrico;
- Rapporto ACER-ENTSO-G sullo stato di implementazione volontaria del Codice di rete del bilanciamento gas;
- Rapporto congiunto ACER-CEER sul monitoraggio dei mercati;
- Rapporto sullo stato di avanzamento delle iniziative regionali.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, della Svizzera, del Montenegro e di FYROM – Repubblica di Macedonia.

A seguito dell'istituzione dell'ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello dell'ACER, concentrandosi sui temi relativi alla promozione della concorrenza nel mercato al dettaglio e della protezione dei consumatori, al ruolo dei distributori, agli *smart meters* e alle *smart grids*, nonché alle relazioni internazionali con gli organismi e i Paesi extra europei.

Il CEER presta, inoltre, particolare attenzione all'evoluzione del dibattito europeo e delle nuove proposte normative, monitorando l'attività delle istituzioni europee e coordinando la

promozione delle posizioni dei regolatori europei dell'energia in quelle sedi.

Per quanto riguarda lo sviluppo di mercati coerenti con gli obiettivi del mercato interno dell'energia, l'Autorità ha sostanzialmente contribuito al quarto *Rapporto Annuale* ACER-CEER di monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, presentato al Parlamento europeo il 30 novembre 2015.

Tra le attività cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso il CEER, si annoverano i lavori relativi all'adeguatezza della generazione e alla flessibilità nel settore elettrico e quelli relativi alla sicurezza delle forniture, degli stoccaggi e del GNL nel comparto del gas naturale. Tra questi ultimi si rilevano la risposta del CEER alla consultazione della Commissione europea in merito alla revisione del regolamento (UE) 994/2010 sulla sicurezza delle forniture gas, e l'elaborazione di una visione congiunta dei regolatori europei per lo sviluppo e la regolazione degli stoccaggi e del GNL funzionali al mutato contesto strutturale del settore del gas naturale.

La legislazione europea affida ai regolatori nazionali importanti responsabilità in tema di tutela dei consumatori, di promozione di prezzi equi e di introduzione di strumenti semplici per esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore, nonché per la risoluzione delle controversie. Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha contribuito, in specie, alla redazione dei *position papers* sulle caratteristiche dei mercati al dettaglio funzionanti e al *New Deal* per i consumatori della Commissione europea.

Il CEER ha anche collaborato, formulando la propria posizione, alle consultazioni della Commissione europea in merito alla revisione delle direttive per l'efficienza energetica e alla promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel gennaio 2016.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha infine direttamente contribuito alla ridefinizione della strategia internazionale del CEER con i regolatori e le associazioni dei Paesi non appartenenti all'Unione europea.

Integrazione dei mercati all'ingrosso

Il disegno europeo del mercato interno dell'energia elettrica è per buona parte contenuto nel regolamento (UE) 1222/2015 (CACM). Detto regolamento si pone l'obiettivo di rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture di trasmissione, attraverso

l'elaborazione di regole condivise, che consentano di valorizzare al meglio la capacità di interconnessione esistente tra gli Stati membri.

Il regolamento CACM contiene le metodologie per l'allocazione della capacità con riferimento ai Mercati del giorno prima e infragiornaliero e chiarisce le modalità in base alle quali è calcolata la capacità di trasporto tra le varie zone di mercato (c.d. *bidding zones*).

L'implementazione del regolamento CACM, che peraltro rende il *market coupling* l'unica possibile modalità di allocazione delle capacità transfrontaliere, ha assorbito le attività dell'Autorità mirate all'integrazione del mercato elettrico all'ingrosso nell'anno appena trascorso.

Dal punto di vista giuridico, il CACM è un orientamento della Commissione europea; pertanto, a differenza dei regolamenti finora adottati per il settore del gas che, rivestendo la forma di Codici di rete, forniscono un insieme completo di regole pronte per essere implementate a livello nazionale, il CACM rimanda a successivi atti di regolazione che devono essere elaborati di concerto da tutti i TSO/NEMO e approvati da tutte le Autorità di regolazione degli Stati membri.

Il processo di implementazione del CACM comporterà, dunque, un notevole impegno da parte delle Autorità di regolazione nazionali che, nell'arco di due anni, saranno coinvolte (a livello europeo e nazionale) nei processi di approvazione di ben 23 "termini e condizioni o metodologie".

Al fine di agevolare la cooperazione e la collaborazione tra le Autorità di regolazione per il raggiungimento di una posizione condivisa, nel marzo 2016 i regolatori europei hanno stabilito di costituire un'apposita piattaforma denominata *European regulators forum* (ERF), in cui i rappresentanti designati di ogni Autorità di regolazione si impegnano ad adottare determinate posizioni su termini e condizioni proposti dai TSO/NEMO, sulla base delle indicazioni ricevute da un apposito *working group*, in cui l'ACER può essere invitata in qualità di osservatore.

La prima procedura di approvazione in ambito CACM, sulla quale l'Autorità sarà chiamata a decidere entro maggio 2016 nel quadro dell'ERF, concerne l'approvazione della proposta di regioni per il calcolo della capacità su una proposta elaborata dai gestori della trasmissione (TSO).

Nel caso in cui le Autorità non riescano a raggiungere un accordo entro i termini indicati, sarà l'ACER a decidere. Il regolamento prevede, infatti, che i gestori di rete adottino metodologie coordinate di calcolo della capacità di interconnessione per zone di offerta, secondo un approccio basato sul flusso (*flow based*) come regola generale o un approccio basato sul calcolo coordinato della capacità netta di trasmissione (*net transfer capacity*) come eccezione. La metodologia di calcolo effettuata dovrà essere unica per tutte le frontiere che appartengono alla stessa regione elettrica ed entro il 2020 l'obiettivo del CACM è quello di pervenire a una metodologia armonizzata per il calcolo delle capacità tra tutte le suddette regioni elettriche.

Mentre il regolamento (CE) 714/2009 divideva le frontiere elettriche dell'Unione in sette regioni (l'Italia apparteneva alla Regione Centro-Sud Europa), il regolamento CACM chiede che i TSO rideterminino le regioni per il calcolo delle capacità e le sottopongano a tutti i regolatori nazionali per la loro approvazione congiunta.

In data 9 novembre 2015 Terna ha inviato all'Autorità italiana la proposta congiunta da parte dei TSO, elaborata in ambito ENTSO-E, a seguito di una consultazione pubblica e di un parere informale elaborato dalle Autorità di regolazione tramite l'apposito gruppo ACER incaricato dell'implementazione del CACM (CACM WS).

La proposta prevede la definizione di 11 regioni per il calcolo della capacità e la Rete di trasmissione nazionale (RTN) appartiene alla Regione 4, coincidente con la zona Nord e i suoi confini transfrontalieri con la Francia, la Svizzera, l'Austria e la Slovenia (*Italian North Borders*), e alla Regione 5, coincidente con le restanti zone di mercato italiano e con l'interconnessione con la Grecia (*Italian Borders 2*).

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel corso del 2015 l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, al fine di rafforzare le attività di cooperazione bilaterale e multilaterale, di esportare il proprio modello di regolazione e di promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, anche in aree esterne all'Unione europea. In coerenza con il suddetto approccio, l'Autorità ha collaborato e interloquuto con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. Il delicato ruolo di intermediazione che l'Autorità è chiamata a svolgere a livello internazionale, tra centri di produzione e centri di applicazione di regole comuni, richiede un consistente livello di trasparenza e un elevato tenore reputazionale a sostegno dell'*accountability*. A tal fine, l'Autorità ha promosso azioni atte a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche già in corso o previsti per i prossimi anni, che richiedono un adeguato e stabile scenario regolatorio di riferimento.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2015 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa (cfr. Capitolo 1 del Volume II della *Relazione Annuale 2015*), partecipando a tre riunioni plenarie dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), ai due *Fora* e alle riunioni dei tre Gruppi di lavoro (in totale, nove nell'ultimo anno).

Nel 2015 l'attività di ECRB si è incentrata in gran parte sull'analisi e sulla valutazione della proposta di riforma dell'EnC, promossa dal gruppo di esperti (*High level reflection group*) nominato dal Consiglio dei ministri della EnC già nel 2014. In particolare, i temi di interesse per i regolatori balcanici hanno riguardato il rafforzamento della

cooperazione tra ECRB e ACER e il riparto delle rispettive competenze, in merito alla regolazione delle infrastrutture transfrontaliere di collegamento tra i Paesi dell'Unione europea e i Paesi EnC confinanti. L'obiettivo, condiviso dalla Commissione europea, consiste nel colmare la lacuna esistente nella legislazione vigente e nell'individuare un soggetto responsabile per le questioni transfrontaliere sui confini tra le due aree. L'eventuale affidamento all'ACER di tale ruolo richiede la modifica del regolamento (CE) 713/2009.

Al fine di promuovere la cooperazione tra ECRB e ACER, quest'ultima ha acconsentito a partecipare ai Gruppi di lavoro, in qualità di osservatore, dei regolatori delle parti contraenti dell'EnCT che avessero dato effettiva attuazione al Terzo pacchetto energia sia nella legislazione primaria sia nella normativa secondaria. Nelle more è previsto che il Segretariato della EnC partecipi ai gruppi di lavoro dell'ACER. Sempre al Segretariato è stato, inoltre, affidato il compito di certificare lo stato di attuazione del Terzo pacchetto energia in ciascuna delle parti contraenti.

Inoltre, in un'ottica di collaborazione con le istituzioni multilaterali dei regolatori dell'energia, l'Autorità ha preso parte ai lavori del secondo incontro tra MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*) ed ECRB ad Atene, il 29 settembre 2015.

Per quanto concerne il settore elettrico, nell'*Electricity Working Group* (EWG), che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si è deciso di affidare all'Autorità anche il coordinamento della *task force* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica.

Nello specifico, l'Autorità, in linea con le indicazioni della Commissione europea, si è fatta promotrice del futuro recepimento e dell'attuazione, presso le parti contraenti, del regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM), rappresentando tale istanza in tutte le sedi di discussione previste dall'EnC: Gruppi di lavoro, Collegio dei regolatori, Forum di Atene (3 giugno 2015). Sempre in quest'ottica, l'Autorità ha partecipato ai lavori preparatori delle *policy guidelines*

formulate dal Segretariato dell'EnC nel settembre 2015, in tema di promozione di mercati elettrici organizzati dalle parti contraenti, focalizzando il suo contributo sulla questione dell'armonizzazione delle regole adottate da ciascuna parte nell'ambito del quadro regolatorio europeo.

Un altro tema affrontato nel 2015 da ECRB è stato quello della trasparenza del mercato elettrico, coerentemente con quanto previsto dal regolamento (UE) 543/2013 del 14 giugno 2013, sulla presentazione e sulla pubblicazione dei dati relativi ai mercati dell'energia elettrica. In questo ambito, l'Autorità ha partecipato al progetto di monitoraggio dei flussi transfrontalieri che interessano la regione, fornendo i dati acquisiti da Terna.

Per quanto concerne il settore del gas naturale, l'ECRB, in virtù dei poteri a esso assegnati dal Trattato, ha espresso parere favorevole sulla certificazione preliminare effettuata dal regolatore albanese ERE¹⁰ della società *Trans Adriatic Pipeline AG (TAP AG)*¹¹, quale operatore indipendente (*Independent Transmission Operator - ITO*) del gas naturale. Tuttavia, l'ECRB ha raccomandato al regolatore ERE di approfondire i requisiti di indipendenza dell'operatore TAP AG, in particolare la sussistenza di misure di salvaguardia contro i rischi di discriminazione commerciale a favore dell'operatore stesso. Inoltre, nel *Gas Working Group (GWG)*, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dall'Autorità e dal regolatore croato, sono state approfondite le questioni relative ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas, con il supporto degli esperti ACER. È stata, inoltre, estesa l'iniziativa regionale gas dell'ACER per il Sud-Est Europa anche alle *Contracting parties* facenti parte dell'EnC. Particolare attenzione è stata rivolta all'avvio di due studi, uno teso a individuare gli indicatori utili al monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas, l'altro relativo all'integrazione dei mercati transfrontalieri del gas, nei Paesi dell'area.

Per quanto riguarda i consumatori, il *Customer and retail Working Group (CRWG)*, presieduto dal regolatore della Bosnia Erzegovina, è stato impegnato nell'organizzazione del terzo *workshop* a Bruxelles, organizzato congiuntamente dall'ECRB e dal CEER nel novembre 2015, in materia di mercati *retail*.

Tramite le proprie *task force*, il predetto *working group* ha affrontato in particolare le seguenti tematiche: *retail market entry requirements, alternative dispute resolution, retail market monitoring electricity and gas*.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'Area del Mediterraneo

Nel corso del 2015, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG¹², di cui è fondatrice e promotrice. Il 24 maggio a Istanbul, a margine del VI *World Forum on Energy Regulation*, organizzato dal regolatore turco EMRA, ha avuto luogo la 19° Assemblea Generale MEDREG, nel corso della quale è stato approvato il rapporto sugli investimenti, *Interconnection infrastructures in the Mediterranean: a challenging environment for investments*, e sono stati forniti dei primi riscontri alle passate riunioni sulle piattaforme elettricità, gas e fonti rinnovabili.

Il 3 dicembre 2015 a Tirana ha avuto luogo la 20° Assemblea Generale MEDREG, nel corso della quale è stato dato atto dei progressi nel processo di integrazione dei mercati energetici del Mediterraneo.

Durante l'incontro sono stati, inoltre, approvati i principali rapporti dei gruppi di lavoro tecnici e un documento che descrive i risultati dell'associazione relativamente all'armonizzazione dei quadri regolatori dei Paesi del Mediterraneo; ciò evidenziando come i progressi dei Paesi della sponda Sud siano coerenti con le raccomandazioni che MEDREG ha esplicitato negli anni precedenti, nonché includendo alcuni aspetti rilevanti relativi al processo per la creazione del regolatore marocchino dell'elettricità e di quello egiziano del gas, al rafforzamento della cooperazione istituzionale euro-mediterranea e al miglioramento delle conoscenze sui buoni principi e sulle pratiche regolatorie.

L'Assemblea Generale ha poi approvato la creazione del *Mediterranean financial sounding panel for energy regulation (Med-Fpe)*, che ha l'obiettivo di favorire la cooperazione con le istituzioni finanziarie internazionali attive nel settore energetico

¹⁰ Decisione di *Albanian Energy Regulatory Entity (ERE)* n. 130 del 31 ottobre 2015.

¹¹ *Trans Adriatic Pipeline AG* è la società che sviluppa, costruisce e gestisce operativamente il gasdotto TAP, per il trasporto di gas proveniente dalla Repubblica di Azerbaijan. Il percorso del TAP parte dal confine tra Grecia e Turchia, dove si collega al gasdotto turco *Trans Anatolian Pipeline (TANAP)*, e prosegue attraverso i territori di Grecia e Albania fino a collegarsi con il litorale adriatico italiano.

¹² Per la descrizione dell'organizzazione del MEDREG, si rinvia alla *Relazione Annuale 2015*.

dell'area mediterranea. La creazione del panel segue il lavoro già iniziato dall'Associazione nell'ambito degli investimenti con la pubblicazione di uno specifico rapporto.

Nel 2015 l'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vicepresidente permanente, in virtù del proprio sostegno all'associazione, la cui sede è ospitata presso gli Uffici di Milano dell'Autorità. All'Autorità, inoltre, è stato affidato, attraverso una delega del Presidente del MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa, finanziaria e giuridica del Segretariato.

Il ruolo del MEDREG è riconosciuto dalla Commissione europea, con la quale è in essere (dall'ottobre 2013 fino a settembre 2016) un contratto di servizio del valore di circa 3 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group* Affari istituzionali (INS WG), la cui presidenza è condivisa tra l'Autorità italiana e il regolatore turco (EMRA), ha gli obiettivi di promuovere un più stretto coordinamento tra i membri MEDREG - attraverso la promozione del ruolo e delle competenze delle Autorità di regolazione indipendenti - e di garantire una presenza istituzionale consolidata dell'Associazione a livello internazionale. Particolarmente rilevante è l'attività concentrata sul processo di verifica della *compliance* dei regolatori, mediante una metodologia di confronto interno (*Peer Review Process Methodology*), ai principi condivisi di buone pratiche per il raggiungimento di un quadro regolatorio stabile e armonizzato. È altresì prevista l'estensione di uno studio finalizzato alla definizione di un *Regulatory Outlook* che comprenda dati inerenti alla regolazione su base regionale;
- il *Working Group* Elettricità (ELE WG), la cui Presidenza è condivisa tra il regolatore francese (CRE) e quello algerino (CREG), ha il compito di valutare lo stato attuale dei mercati dell'elettricità e dei quadri normativi nei Paesi MEDREG, nonché i loro possibili sviluppi. Il Gruppo ELE ha la missione di individuare e proporre requisiti di base che contribuiscano sia all'armonizzazione della normativa energetica nella regione MEDREG sia allo sviluppo di un mercato elettrico regionale competitivo, rafforzato e attivo nella regione. Al fine di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nel Mediterraneo, il Gruppo ha realizzato il report ELE WG - *Mediterranean Electricity Markets Observatory (Memo) Part 2 - Regional electricity markets*, con l'obiettivo di valutare i progressi relativi all'integrazione dei mercati regionali e sub-regionali attraverso la compilazione di questionari ogni tre anni fin dal 2007;
- il *Working Group* Gas naturale (GAS WG), copresieduto dal regolatore portoghese (ERSE) e da quello greco (RAE), ha realizzato il secondo report sulla trasparenza dei mercati, *2nd Status review on transparency in the Mediterranean region and monitoring of the MEDREG guidelines of good practice (GGP) on transparency*. Il documento ha consentito di verificare i progressi realizzati a livello di trasparenza nel Mediterraneo fin dal 2011, anno cui risale il primo report di valutazione. Nel corso del 2015 sono stati approvati gli studi: *Monitoring the compliance with the Guidelines of good Practice on third party access in the Mediterranean region* e *Work methodology for assessment of competition indicators and market prices within MEDREG members*;
- il *Working Group* Fonti rinnovabili (RES WG), copresieduto dal regolatore algerino (CREG) e da quello spagnolo (CNMC), ha concentrato il suo lavoro sui meccanismi legislativi e normativi utilizzati per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel bacino del Mediterraneo. È stato, altresì, realizzato il quinto report annuale sull'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei Paesi del MEDREG. Inoltre, nel mese di dicembre 2015 si è svolto il primo *webinar*, organizzato con la collaborazione del Gestore dei servizi energetici (GSE), sui meccanismi di implementazione delle garanzie di origine;
- il *Working Group* Consumatori (CUS WG), guidato dall'Autorità sin dall'inizio della sua attività e attualmente in copresidenza con il regolatore israeliano (PUA), ha condotto un'analisi delle politiche di supporto ai consumatori più vulnerabili nei Paesi membri e ha formulato una proposta di attività di comunicazione relativa ai diritti dei consumatori. Inoltre, nell'ottica di promuovere e di incrementare il coinvolgimento dei consumatori nel processo di regolazione, è stato redatto uno studio sulla presenza e sul ruolo delle associazioni dei consumatori nel settore energetico del Mediterraneo. Il gruppo ha, inoltre, realizzato la prima brochure sui diritti fondamentali dei consumatori di energia, che contribuirà a incrementare le informazioni a disposizione degli utenti domestici. Ogni regolatore aggiornerà, dunque, la brochure con i propri dati e la diffonderà a livello nazionale. Il CUS WG ha, inoltre, supportato l'iniziativa *World access to modern energy* (WAME), collegata a EXPO

2015, per promuovere un accesso sempre più ampio all'energia, pubblicando un report sul ruolo che il regolatore può svolgere per consentire la diffusione di energia sicura, economica e di facile utilizzo.

A seguito della cessazione della *International Confederation of Energy Regulators* TF (ICER TF), con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG ha svolto un ruolo di primo piano nella preparazione e nella gestione del VI *World Forum on Energy Regulation*, che si è tenuto a Istanbul dal 25 al 28 maggio 2015. In occasione dell'Assemblea Generale, è stata istituita una nuova *task force* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee di cui si dirà di seguito.

A seguito della Conferenza di Roma del 19 novembre 2014, promossa dal Governo italiano in occasione del semestre di Presidenza dell'Unione europea *Building an Euro Mediterranean energy bridge: the strategic importance of Euromed gas and electricity networks in the context of energy security*, sono state lanciate tre piattaforme sul gas naturale, sull'energia elettrica e sulle fonti rinnovabili/efficienza energetica, sotto l'egida della Commissione europea nell'ambito del processo dell'Unione per il Mediterraneo.

L'obiettivo perseguito dalle piattaforme è quello di promuovere il confronto tra i principali *stakeholders* (governi, imprese, istituzioni finanziarie, regolatori, gestori di rete), per supportare lo sviluppo degli investimenti e giungere a una progressiva integrazione energetica dei sistemi e dei mercati euromediterranei.

Nel corso del 2015 la Commissione europea ha avviato i lavori per l'implementazione delle tre piattaforme.

Piattaforma gas. Coordinata dall'Osservatorio mediterraneo dell'energia (OME), è stata ufficialmente lanciata a Bruxelles l'11 giugno 2015 e sono stati approvati i due documenti principali *Term of Reference* e *Background Report*. Gli obiettivi principali della piattaforma sono: promuovere la sicurezza energetica regionale; valutare la situazione attuale ed esaminare i fattori che influenzano gli sviluppi futuri in materia di domanda e offerta di gas; studiare le strutture di mercato esistenti e valutare il livello di apertura del mercato nei diversi segmenti della filiera; promuovere la cooperazione in ambito tecnologico; favorire lo sviluppo di progetti di gas non convenzionale, *onshore* e *offshore*; individuare le esigenze di infrastrutture per lo sviluppo dei mercati energetici nazionali e mediterranei.

Piattaforma elettricità. Il lancio ufficiale della piattaforma è avvenuto in Marocco il 12 ottobre 2015. Nell'ambito della *Roadmap* sviluppata da MEDREG e Med-TSO (Associazione dei TSO del Mediterraneo), che coordinano le attività della piattaforma nell'ambito di un *Memorandum of Understanding* sottoscritto con la Commissione europea e Med-TSO, sono stati proposti quattro step per promuovere la progressiva integrazione dei sistemi e dei mercati elettrici nella regione euromediterranea: definizione di *Interconnected Electricity Exchange Zone* (IEEZ), nelle quali si possano implementare progetti di integrazione e di interconnessioni dei mercati, identificare specifiche *Roadmap* che individuino regole chiare in grado di favorire le effettive integrazioni dei mercati elettrici, forniscano specifici strumenti per migliorare le infrastrutture esistenti, creino condizioni che possano garantire un funzionamento efficiente del mercato e degli scambi di energia, promuovano nuovi investimenti per nuove infrastrutture, offrano supporto politico allo sviluppo di interconnessioni *cross-border*, assicurino che gli interessi dei consumatori siano considerati durante il processo valutativo relativo ai progetti infrastrutturali, aiutino l'integrazione dei mercati elettrici attraverso la progressiva rimozione delle barriere finanziarie, tecniche, fisiche e regolatorie e garantiscano adeguati processi di allocazione della capacità per promuovere piena operatività delle interconnessioni esistenti.

Piattaforma fonti rinnovabili. Coordinata da *Renewable Energy Solutions for the Mediterranean* (RES4MED), si occupa di promuovere misure che favoriscano l'uso di fonti di energia rinnovabile e di strumenti che garantiscano maggiori livelli di efficienza energetica, per incrementare gli investimenti. La *Roadmap* della piattaforma è in via di definizione, le istituzioni che si occupano della stesura sono il *Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency* (RCREEE) e il *Mediterranean association of the national agencies for energy conservation* - MEDENER con il supporto di *Renewable energy solutions for the Mediterranean* - RES4MED. Il lancio ufficiale è previsto nel corso del 2016.

L'Autorità italiana partecipa attivamente all'implementazione dei lavori delle Piattaforme attraverso una propria rappresentanza a tutti i livelli sia dal punto di vista tecnico sia da quello istituzionale. MEDREG ha individuato negli investimenti in infrastrutture energetiche un tema cruciale di confronto tra gli *stakeholders* dell'area del Mediterraneo e a tal proposito ha avviato un processo di consultazione che ha condotto alla realizzazione del già citato *Report infrastrutture, Interconnection Infrastructures in the Mediterranean:*

a *Challenging Environment for Investments*. Il documento presenta una mappatura dettagliata delle infrastrutture energetiche *cross-border*, esistenti e programmate, soggette a regolazione e rilevanti per il buon funzionamento e lo sviluppo del mercato energetico del Mediterraneo. Obiettivo della consultazione è stato quello di verificare il quadro delineato, le priorità e i principali ostacoli agli investimenti individuati, contribuendo a predisporre una serie di proposte volte a migliorare le condizioni per favorire gli investimenti in infrastrutture energetiche nel Mediterraneo. A conclusione del processo di consultazione, il 29 aprile 2015 a Sharm El Sheik, nel corso di un *workshop*, sono stati presentati e condivisi i risultati preliminari della consultazione, cui hanno partecipato 37 soggetti (tra cui i governi, *European investment bank* - BEI, CEER, *European bank for reconstruction and development* - EBRD, *Mediterranean transmission system operators* - Med-Tso, *Observatoire mediterraneen de l'energy* - OME, *Regional centre for renewable energy and energy efficiency* - RCREE, RES4MED) di 15 Paesi diversi. Scarso coordinamento tra le Autorità di regolazione e i TSOs, nonché la presenza di barriere sia a livello nazionale sia a quello regionale, come l'assenza di un quadro normativo armonizzato e la debolezza istituzionale, hanno portato alla considerazione che prima di facilitare nuovi investimenti i regolatori MEDREG della sponda sud del Mediterraneo dovrebbero valutare un migliore utilizzo di quelli esistenti. Inoltre, il *Report* presenta una serie di raccomandazioni finali quali: favorire la creazione di un mercato concorrenziale, promuovere una maggiore armonizzazione tra i quadri regolatori nazionali, incrementare l'uso delle infrastrutture nella sponda sud del Mediterraneo, valutare i benefici di nuovi progetti infrastrutturali, promuovere la cooperazione tra regolatori e TSOs, definire un programma di sviluppo decennale per il Mediterraneo e identificare PCI.

Nel mese di giugno 2015 MEDREG ha sottoscritto con *Parliamentary Assembly of the Mediterranean* (PAM) un Protocollo di collaborazione con l'intento di sviluppare azioni comuni, di rafforzare le relazioni istituzionali e di facilitare il lavoro dei parlamenti nazionali nel definire le leggi per il settore energetico. Nel febbraio 2015 a Tirana, a margine della 10° PAM *Plenary Session*, si è svolto un incontro per definire i termini di implementazione della cooperazione; PAM e MEDREG si sono coordinati per veicolare i messaggi di MEDREG a sostegno dei quadri regolatori nazionali dei Paesi della sponda sud del Mediterraneo, promuovendo anche futuri incontri *ad hoc* con i membri dei parlamenti nazionali.

A settembre si è svolta ad Atene la seconda *Round Table* tra MEDREG ed ECRB sul tema del ruolo dei regolatori nella promozione degli investimenti nei settori elettrico e gas dei Paesi del bacino del Mediterraneo. Nel corso dell'incontro presieduto dal Presidente ECRB, è stata sottolineata l'importanza dello scambio delle informazioni tra le due istituzioni, al fine di promuovere *best practices* regolatorie e contribuire all'integrazione dei mercati energetici.

Relazioni bilaterali e con gli stakeholders

Brasile: lo scorso settembre l'Autorità ha incontrato l'Università di Belo Horizonte. L'incontro si è focalizzato sull'approfondimento delle tematiche relative ai costi operativi della distribuzione e della trasmissione elettrica.

Giappone: nel 2015 gli Uffici hanno incontrato i rappresentanti di *stakeholders* giapponesi interessati alla regolazione dei servizi idrici e all'implementazione dei certificati bianchi.

Lettonia: lo scorso giugno, nella sede di Milano dell'Autorità, ha avuto luogo un incontro bilaterale con i rappresentanti del regolatore lettone *Public Utilities Authority of Latvia* (PUC), incentrato sulla continuità della fornitura elettrica, tenendo in considerazione anche alcuni aspetti relativi ai contratti e agli standard tecnici e commerciali.

Moldavia: lo scorso maggio, nella sede di Milano dell'Autorità, ha avuto luogo un incontro bilaterale con i rappresentanti del regolatore moldavo ANRE, incentrato sulla liberalizzazione del mercato elettrico, sull'attività di monitoraggio, sulla regolazione energetica per l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile, sui principi regolatori relativi alla fissazione delle tariffe elettriche.

Russia: a margine del VI *World Forum on Energy Regulation*, che ha avuto luogo a Istanbul dal 25 al 28 maggio 2015, si è tenuto un incontro tra gli Uffici del regolatore italiano e di quello russo (FTS).

Gemellaggio con il regolatore egiziano (EgyptEra)

Nel 2013 è stato pubblicato, da parte della Commissione europea, un bando per l'implementazione di un gemellaggio, *Twinning*, con il regolatore egiziano EgyptEra, *Strengthening the institutional capacity of the Egyptian electric utility and consumer protection agency*. Il consorzio formato dal regolatore greco (*Regulatory Authority for Energy* - RAE), in qualità di *project leader*, e dal regolatore italiano si

è aggiudicato il progetto che si focalizzerà sulle modalità di apertura del mercato elettrico in Egitto¹³.

Il gemellaggio segue la promulgazione e l'approvazione della nuova legge per il settore elettrico avvenuta lo scorso luglio e costituirà un ausilio rilevante ai fini della definizione della normativa secondaria. L'RTA (*resident twinning advisor*), che lavorerà al Cairo per l'intera durata del progetto, sarà un funzionario del regolatore greco.

International Confederation of Energy Regulators

L'ICER¹⁴ è stata istituita nel 2009 con lo scopo di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia fra associazioni regionali di regolatori. A essa l'Autorità ha da sempre fornito supporto, tanto da configurarsi come il solo regolatore a essere rappresentato direttamente nello *Steering Committee*, oltre che tramite le associazioni CEER e MEDREG. Dal maggio 2015 la Presidenza ICER è affidata a ERRA (che riunisce i regolatori energetici di Paesi quali USA, Russia, Est Europa, Turchia ecc.), con attività organizzate in quattro gruppi virtuali, *Virtual Working Groups*, relativi all'integrazione dei mercati, all'innovazione tecnologica, alla tutela dei consumatori, nonché alla formazione e allo scambio di *best practices* di regolazione dei mercati energetici. Particolarmente rilevante è stato lo svolgimento del VI *Forum on Energy Regulation*, che ha avuto luogo ad Istanbul dal 25 al 28 maggio 2015, e che ha visto la partecipazione di oltre un migliaio di partecipanti da tutto il mondo.

OCSE – NER

Avviato anche grazie all'iniziativa dell'Autorità nel 2011, il *Network of economic regulators* (NER) ha visto crescere l'apprezzamento sia da

parte dell'OCSE, come strumento di confronto con le istituzioni indipendenti che operano in settori strategici, sia da parte dei regolatori. Le attività di indirizzo sono state affidate ad un *Bureau*, costituito da cinque regolatori, rappresentativi dei diversi settori della regolazione e della provenienza geografica, presieduto sin dalla sua costituzione e fino a tutto il 2016 dall'Autorità italiana; alle riunioni semestrali, presso la sede OCSE di Parigi, partecipano ormai oltre 70 regolatori di diversi settori (elettricità, gas, acqua, trasporti, telecomunicazioni, servizi ambientali).

Particolare interesse è stato rivolto al tema dell'indipendenza dei regolatori, elemento centrale e imprescindibile per una regolazione che consenta di bilanciare gli interessi dei consumatori e quelli degli investitori, al fine di fornire servizi con elevati standard di qualità a costi minori.

Un nuovo campo di indagine riguarda gli approcci innovativi della regolazione, per esempio mediante l'utilizzo delle scienze cognitive (c.d. *behavioural regulation or nudging*), in base alle quali non si privilegia l'aspetto coercitivo, bensì si indirizza il consumatore verso comportamenti virtuosi considerandone i reali meccanismi decisionali. In questo senso, l'Autorità ha presentato un modello sperimentale messo a punto per valutare come le informazioni di consumo fornite ai consumatori finali consentano di ottimizzare l'utilizzo degli elettrodomestici.

Oltre all'estensione dell'applicazione della metodologia PAFER (*Performance assessment for economic regulators*) ad altri regolatori, per verificare i processi di valutazione delle proprie performance, è stato avviato un nuovo studio in merito al rapporto tra regolazione, promozione degli investimenti e gestione delle infrastrutture, con l'obiettivo di fornire alcuni spunti di riflessione e di formulare una serie di raccomandazioni generali per un corretto sviluppo degli investimenti.

¹³ Per una disamina più approfondita del progetto, si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015.

¹⁴ AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER, EAPIRF (*East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum*), ERRA, MEDREG, NARUC, OOCUR (*Organization of Caribbean Utility Regulators*), RERA (*Regional Electricity Regulators Association*), SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

Evoluzione della legislazione italiana

Numerosi e significativi sono stati gli interventi normativi che hanno interessato, dal marzo 2015 al marzo 2016, i settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico.

In primo luogo, il 30 maggio 2015 è stata pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 124 la legge 27 maggio 2015, n. 69, *Disposizioni in materia di delitti contro la pubblica amministrazione, di associazioni di tipo mafioso e di falso in bilancio*. Le norme in essa contenute sono volte a contrastare i fenomeni corruttivi attraverso una serie di misure che vanno dall'incremento generalizzato delle sanzioni per i reati contro la pubblica amministrazione a quelle volte al recupero delle somme indebitamente percepite dal pubblico ufficiale, alla revisione del reato di falso in bilancio.

In particolare, l'art. 8 attribuisce all'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) anche l'esercizio della vigilanza e del controllo dei contratti, tra gli altri, di appalto per l'acquisto di acqua e per la fornitura di energia o di combustibili destinati alla produzione di energia di cui al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163 (c.d. "Codice degli appalti").

Rilevanti le misure introdotte dalla legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, che, all'art. 26, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, rafforzando i poteri dell'Autorità e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico in materia di:

- Piano decennale di sviluppo della rete elettrica. Sono stati modificati gli artt. 15 e 16 del decreto legislativo n. 93/11 e,

in conseguenza di tale misure, è stato abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante *Regolamento di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas*. Il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempra tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo;

- disciplina del bilanciamento di merito economico. Le relative condizioni sono ora stabilite in autonomia dall'Autorità e non più sulla base degli indirizzi del Ministero dello sviluppo economico, a seguito della modifica all'art. 32 del decreto legislativo n. 93/11;
- accesso alle infrastrutture transfrontaliere. Le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica sono stabilite in autonomia dall'Autorità che, precedentemente, svolgeva un ruolo consultivo per il Ministero dello sviluppo economico;
- tutela dei consumatori. A essi, a seguito del cambio di fornitore di energia elettrica e gas naturale, deve essere inviata la fattura di conguaglio definitiva non oltre sei settimane dal cambio stesso;

- sanzioni amministrative pecuniarie. In deroga alla normativa vigente, che pone una soglia massima in valore assoluto, l'Autorità può imporre sanzioni fino al 10% del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata o dal gestore di trasmissione;
- sostituzione del gestore del sistema di trasporto del gas naturale in caso di persistente violazione dei propri obblighi.

Vale, inoltre, menzionare l'art. 8 che ha modificato la disciplina transitoria applicabile agli affidamenti diretti di servizi pubblici locali di rilevanza economica, prevista dall'art. 34, comma 22, della legge 17 dicembre 2012, n. 221, nonché l'art. 14 che, in relazione alla gestione e al monitoraggio degli aiuti pubblici alle imprese, prevede l'istituzione di una banca dati presso il Ministero dello sviluppo economico, denominata "Registro nazionale degli aiuti di Stato", volta a garantire il rispetto dei divieti di cumulo e degli obblighi di trasparenza e di pubblicità previsti dalla normativa europea e nazionale in materia di aiuti di Stato.

Di rilievo, in considerazione dell'attività di tutela del consumatore attribuita a questa Autorità fin dall'emanazione della sua legge istitutiva, anche il decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130, recante *Attuazione della direttiva 2013/11/UE sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009//22/CE (direttiva ADR per i consumatori)*. Il provvedimento, infatti, intervenendo sulla Parte V del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, recante *Codice del consumo*, disciplina le procedure volontarie per la risoluzione extragiudiziale delle controversie nazionali e transfrontaliere, anche in via telematica, che coinvolgono i consumatori e i professionisti, residenti e stabiliti nell'Unione europea, nell'ambito delle quali l'organismo ADR propone una soluzione o riunisce le parti al fine di agevolare una risoluzione amichevole.

In termini generali, il citato decreto individua le modalità in materia di accesso alle procedure, informazione dei consumatori, trasparenza, efficacia, equità e libertà, che devono essere rispettate dagli organismi ADR; stabilisce i requisiti di professionalità, terzietà, indipendenza e trasparenza per le persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie da tali organismi; prevede che il ricevimento della domanda di conciliazione da parte dell'organismo ADR comporti la sospensione dei termini di prescrizione e di decadenza che, in caso di fallimento della procedura, iniziano a decorrere nuovamente dalla data della comunicazione alle parti, con modalità

che abbiano valore di conoscenza legale, della mancata definizione della controversia. Il decreto legislativo n. 130/15 stabilisce, inoltre, che le procedure svolte nei settori di competenza dell'Autorità, comprese quelle che prevedono la partecipazione obbligatoria del professionista, sono comunque considerate procedure ADR se rispettano i principi, le procedure e i requisiti stabiliti dal decreto legislativo medesimo.

Riguardo all'informazione ai consumatori, la nuova disciplina prevede che i professionisti, che si sono impegnati a ricorrere a uno o più organismi ADR per la soluzione delle liti sorte con i consumatori, debbano darne informazione ai consumatori medesimi indicando gli organismi ADR interessati sia sul proprio sito web - ove esista - sia nelle condizioni generali di contratto, sia nel caso in cui non sia possibile risolvere una controversia a seguito di un reclamo. Tra le altre previsioni, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, tale decreto statuisce, all'art. 141, l'obbligatorietà del tentativo di conciliazione della controversia, che deve essere esperito necessariamente anche come condizione di procedibilità per l'eventuale successiva azione giudiziale, prevedendo l'attribuzione alla medesima Autorità del potere di regolamentarne le modalità di svolgimento con propri provvedimenti.

Per espressa previsione normativa, le disposizioni del Titolo II-bis si applicano anche alle procedure di conciliazione paritetica disciplinate dai Protocolli di intesa stipulati tra i professionisti o loro associazioni e un numero non inferiore a un terzo delle associazioni dei consumatori e degli utenti iscritte nell'elenco tenuto dal Ministero dello sviluppo economico, di cui all'art. 137 del Codice del consumo, o da Protocolli di intesa stipulati nel settore dei servizi pubblici locali. Relativamente a tali procedure, il decreto legislativo n. 130/15 stabilisce i requisiti specifici di indipendenza e trasparenza, ulteriori rispetto a quelli ordinari, che devono essere rispettati affinché tali procedure possano essere considerate procedure ADR.

Vale evidenziare anche la legge 7 agosto 2015, n. 124, recante *Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*, che prevede plurime deleghe legislative da esercitarsi in gran parte entro 12 mesi dall'entrata in vigore della legge medesima: per riformare l'amministrazione statale e la dirigenza pubblica; per migliorare l'opera di digitalizzazione della pubblica amministrazione; per riordinare gli strumenti di semplificazione dei procedimenti amministrativi; per elaborare *Testi unici* delle disposizioni in materie oggetto di stratificazioni normative; per riorganizzare la disciplina dei servizi pubblici locali di interesse

economico generale e delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche.

Per quanto di diretto interesse dell'Autorità, l'art. 19 reca una delega al Governo per il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali d'interesse economico generale, volta, in particolare, alla previsione di una disciplina generale in materia di regolazione e di organizzazione dei servizi di interesse economico generale di ambito locale, compresa la definizione dei criteri per l'attribuzione di diritti speciali o esclusivi, in base ai principi di concorrenza, adeguatezza, sussidiarietà, proporzionalità e in conformità delle direttive europee; in sede di attuazione della delega sono previste l'individuazione e l'allocatione dei poteri di regolazione e di controllo tra i diversi livelli di Governo e le Autorità indipendenti, al fine di assicurare la trasparenza nella gestione e nell'erogazione dei servizi, di garantire l'eliminazione degli sprechi, di tendere al continuo contenimento dei costi aumentando, nel contempo, gli standard qualitativi dei servizi. Tra gli ulteriori diversi principi cui dovrà attenersi la normativa delegata si rileva anche la definizione sia di regimi tariffari che tengano conto degli incrementi di produttività, al fine di ridurre l'aggravio sui cittadini e sulle imprese, sia di modalità di tutela degli utenti dei servizi pubblici locali, inclusi gli strumenti di tutela non giurisdizionale, tenendo conto dell'esito del referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011.

Per l'attuazione della delega di cui al richiamato art. 19 e dell'art.16, il Consiglio dei ministri ha deliberato, in via preliminare, il 20 gennaio 2016, uno schema di decreto legislativo recante *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*, attualmente in attesa di essere inviato alle competenti commissioni parlamentari per il necessario parere.

Tale schema di decreto, da una parte, provvede al riordino della vigente disciplina in materia di servizi pubblici locali – contenuta al momento in numerosi provvedimenti stratificatisi nel corso del tempo e sovente non coordinati tra loro – dall'altra, introduce alcune significative novità normative.

Con riferimento al primo profilo, si segnala che lo schema di decreto fa salva la normativa di settore per il servizio idrico integrato (art. 3), con l'eccezione delle disposizioni in materia di affidamento dei servizi contenute nello schema di decreto, che sono invece espressamente destinate a prevalere sulle normative di settore. A tal proposito, assume particolare rilievo il disposto dell'art. 7, nel quale si chiarisce che i modelli di gestione dei servizi a rete, tra cui può scegliere l'ente di governo dell'ambito, sono solo tre: l'affidamento mediante

procedura ad evidenza pubblica, l'affidamento a società mista, la gestione diretta mediante affidamento *in house*, con l'esclusione, dunque, del modello della gestione in economia o tramite azienda speciale, espressamente riservata ai soli servizi diversi da quelli a rete (art. 7, comma 1, lett. d).

Con riferimento al secondo profilo, si segnala l'attribuzione all'Autorità, prevista all'art. 16, delle funzioni di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, in particolare, in materia di:

- separazione contabile e amministrativa della gestione, valutazione dei costi delle singole prestazioni anche ai fini della corretta disaggregazione per funzioni, area geografica e per categorie di utenze, e definizione degli indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi;
- definizione di adeguati livelli di qualità dei servizi e di tutela dei diritti degli utenti anche tramite la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni;
- definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'art. 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato e dei singoli servizi, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, comprese la remunerazione dei capitali e l'approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo dell'ambito e dai gestori degli impianti di trattamento;
- verifica della corretta redazione dei Piani d'ambito.

Il comma 2 dell'art. 16 modifica, altresì, la denominazione di questa Autorità in Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA).

Il 30 dicembre 2015 è stata pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 302 la legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità 2016), recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*. Tra le misure d'interesse, si evidenzia l'art. 1, commi da 152 a 164 che, oltre a ridurre l'importo dovuto per il canone di abbonamento alle radioaudizioni per uso privato, stabilisce la presunzione di possesso dell'apparecchio televisivo presso la residenza del soggetto passivo nel caso in cui esista un contratto per la fornitura dell'energia elettrica, nella cui fattura sarà addebitato il canone stesso, suddiviso in dieci rate mensili. Il comma 154 demanda ad un decreto

del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità, da adottarsi entro 45 giorni dall'entrata in vigore della legge, la definizione dei termini, dei criteri, nonché delle modalità per il riversamento all'erario del canone e per le conseguenze di eventuali ritardi, anche in forma di interessi moratori, dei canoni incassati dalle aziende di vendita dell'energia elettrica, atteso che queste ultime non sono considerate sostituti di imposta. Inoltre, il comma 156 del medesimo art. 1 autorizza lo scambio, tra Anagrafe tributaria, Autorità, Acquirente unico, Ministero dell'interno e Comuni, delle informazioni e, in particolare, dei dati relativi alle famiglie anagrafiche, alle utenze per la fornitura di energia elettrica, ai soggetti tenuti al pagamento del canone di abbonamento alla televisione, ai soggetti esenti, ai soggetti beneficiari delle agevolazioni. In sede di prima applicazione, la norma specifica che nella prima fattura successiva all'1 luglio 2016 siano cumulativamente addebitate tutte le rate scadute, in considerazione dei tempi tecnici necessari all'adeguamento dei sistemi di fatturazione, e che le imprese elettriche, all'atto della conclusione dei nuovi contratti di fornitura, acquisiscano anche la dichiarazione del cliente in ordine alla residenza anagrafica nel luogo di fornitura. Di interesse anche il comma 670, che dispone la trasformazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) in ente pubblico economico (si veda nel seguito il sottoparagrafo "Cassa conguaglio per i servizi energetici e ambientali" a p. 43).

Ancora, può menzionarsi il comma 742 del citato art. 1, che assoggetta alla normativa di tesoreria unica di cui alla legge 29 ottobre 1984, n. 720, alcune Autorità amministrative indipendenti, tra cui questa stessa Autorità, quali enti e organismi di diritto pubblico che riscuotono diritti o contributi obbligatori aventi valore di tributi statali, pur in assenza di trasferimenti provenienti dal Bilancio dello Stato. Nei successivi commi, da 743 a 746, è definita la relativa procedura che fissa, alla data dell'1 marzo 2016, il termine entro il quale i relativi cassieri sono tenuti a versare le disponibilità liquide, attualmente depositate presso gli stessi, nelle rispettive contabilità speciali da aprirsi presso la Tesoreria statale.

I commi da 831 a 836 del medesimo art. 1 intervengono sulla normativa di cui all'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, finalizzata a favorire, mediante il coinvolgimento dei clienti finali energivori, lo sviluppo di infrastrutture di interconnessione con l'estero (*interconnector*). In particolare, il comma 831 prevede l'istituzione presso Terna di un Fondo di garanzia nel quale confluiscono le somme, determinate in misura pari a 1 €/MWh per anno, che i concessionari

della potenza assegnata, i quali hanno assunto con Terna l'impegno di finanziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di *interconnector*, sono tenuti a versare fino all'entrata in servizio di ciascun *interconnector*. Il comma 832, al fine di completare la realizzazione di tali infrastrutture, estende di sei anni, fino al 31 dicembre 2021, il periodo di applicazione delle misure di cui al comma 6 dell'art. 32 stesso, produttive di benefici a favore dei soggetti privati finanziatori, a prescindere dalla originaria frontiera di assegnazione, per la capacità di interconnessione di cui al già citato art. 32, comma 1, come incrementata ai sensi dell'art. 2 del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, e limitatamente alla quota di capacità non ancora in esercizio.

Il comma 833 obbliga gli aggiudicatari o cessionari a sottoscrivere il contratto di mandato a Terna, per la costruzione e l'esercizio dell'*interconnector*, entro 90 giorni dal rilascio dell'esenzione dall'accesso a terzi sulla capacità di trasporto che tali infrastrutture di interconnessione rendono disponibile; ai sensi del comma successivo, tale esenzione ha una durata massima fino a 20 anni.

Infine, vale citare, relativamente all'art. 1, anche il comma 511, che introduce una specifica disciplina per la riconduzione ad equità o per la revisione del prezzo di servizi e forniture nell'ambito di contratti pubblici ad esecuzione continuata o periodica stipulati da un soggetto aggregatore. Al fine dell'adesione dei singoli soggetti contraenti, nel caso in cui la clausola di revisione e adeguamento dei prezzi sia collegata o indicizzata al valore di beni indifferenziati, qualora si sia verificata una variazione nel valore dei predetti beni che abbia determinato un aumento o una diminuzione del prezzo complessivo in misura non inferiore al 10% e tale da alterare significativamente l'originario equilibrio contrattuale, come accertato dall'Autorità indipendente preposta alla regolazione del settore relativo allo specifico contratto ovvero, in mancanza, dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), l'appaltatore o il soggetto aggregatore hanno facoltà di richiedere una riconduzione ad equità o una revisione del prezzo medesimo.

In caso di raggiungimento dell'accordo, i soggetti contraenti possono, nei 30 giorni successivi a tale accordo, esercitare il diritto di recesso ai sensi dell'art. 1373 del codice civile. Nel caso di mancato raggiungimento dell'accordo, le parti possono consensualmente risolvere il contratto senza che sia dovuto alcun indennizzo come conseguenza di detta risoluzione. Le parti possono chiedere all'Autorità che provvede all'accertamento di fornire, entro 30 giorni dalla richiesta, le

indicazioni utili per il ripristino dell'equilibrio contrattuale, ovvero, in caso di mancato accordo, per la definizione di modalità attuative della risoluzione contrattuale finalizzate a evitare disservizi.

Nello scorso dicembre si è anche concluso l'iter di approvazione del disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (c.d. "Collegato ambientale"), iniziato il 12 febbraio 2014, come già riportato nella *Relazione Annuale 2014*, ora legge 28 dicembre 2015, n. 221.

Tra le norme rilevanti in materia di servizio idrico integrato, vale citare l'art. 58 che istituisce, presso la CSEA, a decorrere dall'anno 2016, un Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e di depurazione. Il Fondo è finalizzato a garantire un'adeguata tutela della risorsa idrica e dell'ambiente secondo le prescrizioni dell'Unione europea, contenendo gli oneri gravanti sulle tariffe, ed è alimentato tramite una specifica componente della tariffa, da indicare separatamente in bolletta, la cui determinazione è rimessa all'Autorità. Quanto all'attuazione del Fondo, è previsto che, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con il Ministro dell'economia e delle finanze e con il Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, siano definiti gli interventi prioritari, i criteri e le modalità di utilizzazione del Fondo.

All'Autorità è attribuito, altresì, il compito di definire le modalità di gestione del Fondo medesimo. Con una disposizione integrativa, inoltre, è stato definito l'obbligo, in capo a questa Autorità, di pubblicazione, sul proprio sito internet istituzionale, sia del provvedimento recante le modalità di gestione del Fondo in questione, sia delle informazioni relative allo stato di avanzamento degli interventi realizzati.

Le disposizioni contenute negli artt. 60 e 61 prevedono, rispettivamente, l'istituzione della tariffa sociale del servizio idrico integrato, nonché le norme in materia di morosità nel servizio idrico integrato. Nello specifico, l'art. 60 prevede che l'Autorità garantisca l'accesso universale all'acqua, assicurando agli utenti in situazioni economico-sociali disagiate l'accesso a condizioni agevolate alla fornitura della quantità d'acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali, sentiti gli enti di governo dell'ambito nelle loro forme rappresentative, sulla base dei principi e dei criteri individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta

del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze.

L'art. 61 prevede che l'Autorità adotti direttive per il contenimento della morosità degli utenti del servizio idrico integrato, al fine di salvaguardare la copertura dei costi e garantire il quantitativo minimo vitale di acqua necessario sulla base di principi e criteri individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico. La norma prevede poi che sia salvaguardata la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento, tenuto conto dell'equilibrio economico e finanziario dei gestori, garantendo il quantitativo minimo vitale di acqua necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura per gli utenti morosi. Ai sensi del citato art. 61, comma 2, è altresì demandata all'Autorità la definizione delle procedure per la gestione della morosità e per la sospensione della fornitura, assicurando la copertura tariffaria dei relativi costi.

L'art. 62 della medesima legge reca, infine, alcune disposizioni relative all'assetto organizzativo dei servizi. In particolare, modificando l'art. 147, comma 2-bis, del decreto legislativo n. 152/06, la norma prevede che siano fatte salve – in deroga al generale principio dell'unicità della gestione per ogni Ambito territoriale ottimale (ATO), sancito dal decreto legislativo sopra citato – le gestioni del servizio idrico, esistenti in forma autonoma nei comuni montani con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, già istituite ai sensi del comma 5 dell'art. 148 del menzionato decreto legislativo e che presentino contestualmente le seguenti caratteristiche:

- approvvigionamento idrico da fonti qualitativamente pregiate;
- sorgenti ricadenti in parchi naturali o aree naturali protette ovvero in siti individuati come beni paesaggistici ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio;
- utilizzo efficiente della risorsa e tutela del corpo idrico.

Ai fini della salvaguardia delle gestioni in forma autonoma in possesso dei citati requisiti, l'ente di governo dell'ambito territorialmente competente deve provvedere all'accertamento dell'esistenza dei predetti requisiti.

Tra le altre disposizioni, si rileva anche l'art. 12 che apporta alcune modifiche alla disciplina dei Sistemi efficienti di utenza (SEU), di cui al decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115. Viene espunto dalla

definizione vigente di SEU il tetto relativo alla potenza nominale non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito, nonché quello relativo ai soggetti coinvolti.

Durante l'esame in seconda lettura al Senato della Repubblica, sempre al comma 1 dell'art. 12, è stata poi aggiunta la nuova lettera c), che introduce, all'art. 10 del decreto legislativo n. 115/08, un comma 2-bis, il quale dispone che ai sistemi di autoproduzione di energia elettrica con ciclo ORC (*Organic Rankine Cycle*) - alimentati dal recupero di calore prodotto dai cicli industriali e dai processi di combustione - spettano i Titoli di efficienza energetica (TEE), alle condizioni, con le modalità e nella misura definite in una specifica scheda adottata dal Ministro dello sviluppo economico entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione.

Tra i provvedimenti approvati nei primi mesi del 2016, si segnala la legge 28 gennaio 2016, n. 11, recante *Deleghe al Governo per l'attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture*.

I principi e i criteri direttivi, che ispirano la delega attribuita al Governo, prevedono l'adozione di procedure non derogabili, il conseguimento di una significativa riduzione e la certezza dei tempi relativi alle procedure di gara e alla realizzazione di opere pubbliche, nonché l'armonizzazione delle norme in materia di trasparenza, pubblicità, durata e tracciabilità sia delle procedure di gara sia delle fasi a essa prodromiche. In particolare, l'art. 1 impone, alla lettera h), l'indicazione delle disposizioni applicabili in materia di affidamento dei contratti nei settori speciali, in cui sono compresi acqua, energia, trasporti e servizi postali e, alla lettera hhh), l'adozione di una disciplina organica della materia dei contratti di concessione mediante l'armonizzazione e la semplificazione delle disposizioni vigenti, nonché la definizione di criteri per le concessioni, indicate nella Sezione II del Capo I del Titolo I della predetta direttiva 2014/23/UE. Da segnalare, altresì, la legge 25 febbraio 2016, n. 21, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*.

Il comma 2 dell'art. 3 proroga, dal 31 dicembre 2015 al 31 dicembre 2017, il servizio di interrompibilità in favore dei grandi consumatori elettrici nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna); inoltre si prevede, alla lettera a) del medesimo comma, che l'Autorità provveda ad

aggiornare le condizioni del servizio per il nuovo biennio, per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e 200 MW in Sicilia e con l'assegnazione diretta di una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW. L'Autorità, inoltre, procederà ad adeguare, a decorrere dall'1 gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico, applicate ai clienti elettrici per usi diversi da quelli domestici, ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della differente natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. Infine, l'Autorità procederà ad applicare, con la medesima decorrenza, agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, la rideterminazione degli oneri di sistema elettrico di cui all'art. 39, comma 3, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

Di rilievo è anche il comma 2-bis dell'art. 3 che, intervenendo sulla disciplina delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, proroga i diversi termini previsti per la pubblicazione dei bandi per gli ambiti territoriali di ogni raggruppamento, sino a un massimo di 14 mesi.

Da ultimo, in relazione ai disegni di legge in corso di approvazione, si evidenzia il disegno di legge recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*, attualmente all'esame in seconda lettura della Commissione industria, commercio, turismo del Senato (AS 2085, c.d. "DDL concorrenza"), che al Capo V reca disposizioni in materia di energia.

Gli artt. 26 e 27, come già illustrato nella *Relazione Annuale 2015*, prevedono rispettivamente l'eliminazione, dall'1 gennaio 2018, dei servizi di tutela di prezzo nei settori del gas e dell'energia elettrica. Tra le modifiche introdotte nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei Deputati, si segnala l'ultimo periodo dell'art. 27 il quale, con riferimento al settore elettrico, stabilisce che l'Autorità disciplini le misure volte a garantire la fornitura del servizio universale (c.d. "fornitura di ultima istanza"). L'art. 28 prevede, altresì, l'istituzione, presso l'Autorità, di un Comitato tecnico con il compito di garantire la piena confrontabilità delle offerte sul mercato al dettaglio di energia elettrica e gas, inserite in un apposito portale informatico, da realizzarsi entro il 30 giugno 2016, mentre i successivi articoli introducono ulteriori obblighi informativi a favore dei consumatori, nonché alcune misure necessarie a evitare eventuali effetti potenzialmente distorsivi della concorrenza.

L'art. 30 prevede poi, al fine di consentire la verifica al Ministero dello sviluppo economico del raggiungimento di una serie di obiettivi per decretare l'eventuale cessazione del regime di maggior tutela, che l'Autorità trasmetta al predetto ministero, entro il 30 aprile 2017, un rapporto relativo al monitoraggio dei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas, con specifico riferimento a una serie di indicatori. Il mancato raggiungimento degli obiettivi connessi ad almeno uno dei citati indicatori dà luogo a una proroga di sei mesi delle scadenze di cui ai citati artt. 26 e 27.

Al fine di garantire la trasparenza dei mercati dell'energia elettrica e del gas, l'art. 34 istituisce presso il Ministero dello sviluppo economico un elenco dei soggetti abilitati alla vendita dell'energia elettrica ai clienti finali. I requisiti e le modalità per l'iscrizione a tale elenco sono stabiliti con decreto ministeriale, sentita l'Autorità.

È attualmente all'esame del Senato anche lo schema di decreto legislativo recante *Modifiche al decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, per l'attuazione della direttiva 2014/32/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla direttiva 2015/13/UE* (Atto n. 273).

Tale schema, composto da tre articoli, contiene le numerose e dettagliate modifiche e integrazioni da apportare al decreto legislativo n. 22/07, ai fini del corretto recepimento della direttiva 2014/32/UE, che riguardano, in particolare, l'aggiornamento e la correzione della terminologia del decreto legislativo ora in vigore, per adattarla e adeguarla a quella della direttiva oggetto di recepimento. In particolare, esso disciplina le procedure di valutazione della conformità degli strumenti di misura e individua il Ministero dello sviluppo economico quale Autorità nazionale di notifica, determinando nuove sanzioni amministrative, comprese quelle per le non conformità formali.

Altro rilevante intervento normativo nei settori di competenza dell'Autorità è il disegno di legge recante *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico, nonché delega al Governo per l'adozione di tributi destinati al suo finanziamento* (AC 2212), attualmente all'esame, in prima lettura, della Commissione ambiente territorio e lavori pubblici della Camera.

Il provvedimento si pone come finalità quella di dettare i principi in base ai quali deve essere utilizzato, gestito e governato il patrimonio idrico nazionale, nonché quella di favorire la definizione di un governo pubblico e partecipativo del ciclo integrato dell'acqua, in grado di garantirne un uso sostenibile e solidale.

Infine, vale evidenziare anche il disegno di legge recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2015* (AS 2228). Nella versione all'esame in prima lettura, tale disegno di legge detta, all'art. 19, disposizioni specifiche con lo scopo di sanare definitivamente la procedura di infrazione n. 2014/2286, allo stadio di messa in mora ex art. 258 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea, relativa al non corretto recepimento nell'ordinamento italiano di alcune disposizioni delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, recanti norme comuni per il mercato interno, rispettivamente, dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, tale norma interviene sulla delimitazione delle competenze attribuite all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico relativamente alla definizione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere, all'affidamento della gestione delle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri, alle sanzioni per violazione degli obblighi riconducibili ai provvedimenti dell'Autorità, nonché alla sovrapposizione di due istituti diversi: quello relativo alla vulnerabilità del cliente e quello riferito al cliente protetto nel settore del gas.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione al Presidente del Consiglio dei ministri, al Ministro dello sviluppo economico, al Ministro dell'economia e delle finanze, al Ministro del lavoro e delle politiche sociali, in merito alla disciplina dei bonus elettrico e gas

Con la segnalazione 18 giugno 2015, 287/2015//com, l'Autorità, nell'esercizio dei suoi poteri ai sensi dell'art. 2, comma 6, della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, ha sottoposto alla Presidenza del Consiglio dei ministri, al Ministro dello sviluppo economico, al Ministro dell'economia e delle finanze e al Ministro del lavoro e delle politiche sociali alcuni aggiustamenti in tema di bonus sociale.

In particolare, la segnalazione, nel riproporre e confermare tutte le osservazioni presentate nella precedente segnalazione del 12 giugno 2014, 273/2014//com, sul medesimo tema, le completa relativamente ai seguenti aspetti:

- criteri di ridefinizione del bonus sociale elettrico per i clienti in disagio economico;
- compensazione degli ulteriori consumi elettrici per i clienti senza bonus gas;
- semplificazione nella individuazione della fornitura da agevolare.

Nel dettaglio, con la segnalazione in esame, l'Autorità, evidenziando come in assenza di interventi correttivi, l'introduzione della riforma tariffaria comporterebbe per la grande maggioranza dei clienti ammessi al bonus per disagio economico un aumento della spesa complessiva (che risulterebbe più elevata per i nuclei di minori dimensioni), ha proposto di innalzare la quota percentuale di riduzione della spesa annua di riferimento.

L'Autorità ha chiarito che l'obiettivo di neutralizzare gli impatti economici negativi della riforma tariffaria per i clienti ammessi al bonus elettrico per disagio economico può essere perseguito mediante l'indicazione di una quota pari almeno al 35% della spesa al lordo delle imposte.

È stato, inoltre, proposto di prevedere una quota integrativa del bonus elettrico, pari alla differenza del consumo elettrico medio annuo aggiuntivo rispetto al consumo medio annuo di tutti i clienti, per coloro che non usufruiscono del bonus gas, nonché di eliminare l'attuale condizione per cui può essere agevolata solo la fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto che ha i requisiti per l'accesso al bonus; ciò in considerazione del fatto che l'attuale sistema di controlli attuati dal Sistema di gestione delle agevolazioni sulla tariffa elettrica (SGATE) già garantisce che per ogni nucleo ISEE sia assicurata l'erogazione di un solo bonus elettrico e gas senza possibilità di evasione.

Questo ha lo scopo di facilitare l'accesso al bonus delle famiglie con un ISEE entro la soglia e di ridurre gli oneri della gestione in capo ai distributori elettrici e gas, tenuti oggi ad accertare che il POD/PDR, di cui si richiede l'agevolazione, sia effettivamente localizzato all'indirizzo di residenza.

Infine, l'Autorità, ha ribadito la proposta già evidenziata nella precedente segnalazione 273/2014//com in merito all'indicizzazione periodica del livello soglia di accesso all'ISEE.

Segnalazione in materia di riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicati ai clienti domestici di energia elettrica

Con la segnalazione 18 giugno 2015, 292/2015//eel, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Governo e del Parlamento sull'avanzamento delle attività dell'Autorità stessa per la riforma della struttura delle tariffe elettriche applicabili ai clienti domestici, in ottemperanza a quanto previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e in particolare dall'art. 11, comma 3, il quale prevede, tra l'altro, che l'Autorità adatti le componenti della tariffa elettrica, con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi, e adegui le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità.

Nel dettaglio, la segnalazione in esame, oltre a evidenziare i benefici derivanti per il sistema dall'eliminazione della progressività dalle tariffe di rete e dalle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, in termini di correttezza nella segnalazione dei costi agli utenti, di penetrazione delle fonti rinnovabili e, in generale, di maggior efficienza, dedica una breve analisi alla dimensione complessiva e all'aumento, nel corso degli ultimi dodici anni, dell'incidenza degli oneri generali di sistema per il cliente domestico tipo.

L'Autorità ha anche richiamato all'attenzione su alcuni aspetti che, pur ricadendo nelle competenze di altre amministrazioni, comporteranno a regime effetti significativi sull'effettiva e concreta applicazione della riforma e sulla sua complessiva sostenibilità, nonché accettabilità sociale. Tra questi, l'Autorità ha evidenziato:

- l'importanza del tempestivo adeguamento da parte del Governo del meccanismo del bonus sociale, come ammortizzatore degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico. A questo proposito l'Autorità, dopo aver raccolto elementi dai soggetti interessati con la prima consultazione e dopo aver effettuato analisi quantitative sui percettori di bonus sociale, ha presentato le proprie proposte per nuovi criteri integrativi, come previsto dall'art. 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14 con la segnalazione 287/2015/l/com;
- la necessità di revisione del meccanismo a recupero relativamente alle accise sul prelievo di energia elettrica da parte dei clienti domestici; tale meccanismo, se non venisse adeguatamente rivisto, risulterebbe l'ultimo elemento che comporterebbe l'utilizzo degli scaglioni di consumo nelle bollette elettriche, di fatto con effetto progressivo;
- l'esigenza di una semplificazione della *governance* degli oneri generali di sistema, resa molto complessa dal successivo stratificarsi dei diversi interventi normativi di fonte diversa. In proposito, l'Autorità ha evidenziato che tale situazione potrebbe essere semplificata con un intervento legislativo, da un lato, abrogativo di diverse norme esistenti, e, dall'altro, che fissi i criteri allocativi di base degli oneri e degli assegni, al Governo gli obiettivi di agevolazione a favore delle imprese in modo coerente con l'ordinamento europeo, all'Autorità il compito di definire e di aggiornare le modalità concrete di applicazione

degli oneri generali di sistema alle diverse tipologie di utenza, eliminando le sperequazioni oggi presenti.

Aggiornamento relativo alla situazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas per ambito territoriale minimo

Con la segnalazione 8 marzo 2016, 86/2016/l/gas, l'Autorità ha inteso fornire al Governo e al Parlamento un quadro aggiornato relativo alle procedure per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale sul modello degli ATO, ponendo in rilievo criticità e ostacoli alla piena attuazione della riforma, avviata dall'art. 46-*bis* del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159.

Dopo avere riassunto il quadro normativo e regolamentare che si è stratificato nel corso degli anni, comprensivo anche delle ultime proroghe accordate per la predisposizione dei bandi di gara, introdotte dal comma 2-*bis* dell'art. 3 della legge n. 21/16, la segnalazione evidenzia la necessità di garantire il consolidamento e la razionalizzazione delle norme tese ad assicurare l'ordinato e trasparente svolgimento delle procedure di gara.

Al riguardo, l'Autorità ha rilevato l'esigenza di disincentivare il ripetersi di casi di pubblicazione di bandi in manifesta violazione degli iter procedurali e di controllo previsti, a detrimento della trasparenza e della effettiva concorrenza nelle gare e con l'ulteriore conseguenza di protrarre gli affidamenti in essere, a beneficio del gestore uscente.

Pertanto, al fine di realizzare la riforma prospettata dal decreto legge n. 159/07, l'Autorità ha suggerito alcuni interventi normativi che mirano ad alleggerire l'iter procedurale, bilanciando la tutela degli interessi dei clienti finali al contenimento dei costi da riconoscere in tariffa, con una più decisa spinta all'effettivo svolgimento delle gare in condizioni di trasparenza e concorrenza.

Tra tali interventi si rilevano:

- la revisione delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara, con il ripristino di una scansione temporale ragionevole, maggiormente coerente con quella prevista dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 (regolamento gare), e dunque evitando il concentrarsi di un numero eccessivo di gare in periodi ridotti;
- il rafforzamento della posizione degli enti locali concedenti nei confronti dei gestori nell'acquisizione delle informazioni e dei

dati, individuati nel regolamento gare, necessari per la predisposizione delle gare, con la previsione di specifiche sanzioni per i ritardi nella messa a disposizione dei dati;

- la semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti tra il valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB) da parte dell'Autorità. Sul punto, si propone l'identificazione di percorsi accelerati per i casi in cui le stazioni appaltanti siano nella condizione di certificare l'applicazione delle *Linee guida* per il calcolo del VIR e lo scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito non risulti superiore a una soglia predeterminata, che secondo l'Autorità non dovrebbe comunque eccedere il 6-8%;
- la semplificazione dell'iter di analisi dei bandi di gara, dando mandato all'Autorità di adottare i provvedimenti che consentano di definire corsie preferenziali per i casi di bandi di gara che siano stati redatti nel sostanziale rispetto del bando di gara tipo e del disciplinare tipo, limitando l'analisi alla valutazione della

congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo e prevedendo che, qualora tali condizioni non siano rispettate, vengano identificati, nell'ambito delle osservazioni che l'Autorità rende alla stazione appaltante, secondo quanto previsto dal regolamento gare, i limiti ai futuri riconoscimenti tariffari;

- l'introduzione di incentivi economici, eventualmente nella forma di sanzioni, che possano indurre al rispetto delle tempistiche previste per la pubblicazione dei bandi e al rispetto dell'iter procedimentale stabilito dalla legge e dal regolamento gare;
- la limitazione del valore del VIR riconoscibile ai fini tariffari, relativo ai comuni nei quali sia stato determinato uno scostamento maggiore del 10%, al valore della RAB incrementata del 10%, nei casi di mancato rispetto della tempistica prevista per l'invio all'Autorità della documentazione necessaria per le verifiche relative agli scostamenti VIR-RAB da parte delle stazioni appaltanti;
- la revisione dei requisiti di partecipazione previsti per i raggruppamenti temporanei di impresa e per i consorzi ordinari.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante approvazione di un modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati su tetti degli edifici

In data 16 aprile 2015, con il parere 172/2015/l/efr, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante approvazione di modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sugli edifici, raccomandando le seguenti modifiche:

- di prevedere, all'art. 4, comma 6, che il *vademecum* informativo sia predisposto dai gestori di rete sulla base dei principi definiti dall'Autorità, anziché prevedere che tale *vademecum*

informativo sia oggetto di preventiva approvazione da parte dell'Autorità per ciascun gestore di rete;

- di espungere, dalla Parte I del modulo, l'autorizzazione all'utilizzo del codice IBAN per effettuare i pagamenti afferenti allo scambio sul posto, dalla Parte II del modulo, la previsione che, per effettuare i pagamenti afferenti allo scambio sul posto, il codice IBAN venga direttamente trasmesso dal richiedente al GSE all'atto della sottoscrizione del contratto di scambio sul posto, da effettuarsi presso il medesimo GSE;
- di prevedere, nella Parte II del modulo, che il produttore indichi anche la marca e il modello degli *inverter*, dei sistemi di protezione d'interfaccia e degli eventuali sistemi di accumulo presenti.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulle proposte di modifica del regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale e della disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME

In data 30 aprile 2015, con il parere 197/2015/I/gas, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alle proposte di modifica del Gestore dei mercati energetici (GME) sia del regolamento P-GAS, ai sensi dell'art. 3, comma 3.4 del regolamento stesso, sia della disciplina M-GAS, ai sensi dell'art. 3, comma 3.5, della medesima disciplina, in materia di misure disciplinari, requisiti di ammissione, contestazioni e controversie.

Parere al Ministero dello sviluppo economico in materia di modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 30 luglio 2015, con il parere 404/2015/I/eel, l'Autorità si è espressa in modo favorevole per quanto riguarda le proposte di modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), valutate funzionali all'avvio del *market coupling*; ciò segnalando al Ministero dello sviluppo economico l'opportunità che i limiti di prezzo, minimo e massimo, applicati alle offerte presentate sul Mercato del giorno prima e sul Mercato infragiornaliero, vengano indicati nel citato TIDME, anziché nelle disposizioni tecniche di funzionamento, in modo che i limiti medesimi siano sottoposti all'approvazione del ministro, previo parere dell'Autorità.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sul rispetto, da parte del GME, dei requisiti previsti dall'art. 6 del regolamento (UE) 1222/2015

In data 6 agosto 2015, con il parere 414/2015/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente, ai sensi dell'art. 4, comma 4, del regolamento (UE) 1222/2015, per quanto riguarda il rispetto dei requisiti che il regolamento appena citato prevede debbano essere sicuramente posseduti dal gestore di mercato cui vengono affidate le attività propedeutiche allo svolgimento del *market coupling* giornaliero e infragiornaliero (*Nominated electricity market operator* - NEMO).

Parere in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse dalla fonte solare fotovoltaica

In data 14 ottobre 2015, con il parere 489/2015/I/efr, l'Autorità si è espressa, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse dalla fonte solare fotovoltaica, come declinato nei termini di cui all'Allegato A della delibera.

Parere al Ministro dello sviluppo economico in materia di modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 29 ottobre 2015, con il parere 512/2015/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in merito alle proposte di modifica al TIDME, avanzate dal GME, in materia di misure disciplinari, di requisiti di ammissione e di verifica degli stessi, nonché di indennizzi conseguenti all'accoglimento di contestazioni sugli esiti e sulle operazioni di mercato.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante modalità di individuazione dei consumi rilevanti ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'art. 29 del decreto legge n. 91/14

In data 4 dicembre 2015, con il parere 592/2015/I/eel, l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole alla seconda versione dello schema di decreto recante criteri e modalità per l'individuazione dei consumi rilevanti ai fini del regime tariffario speciale per la Rete Ferroviaria Italiana (RFI), in attuazione di quanto previsto dall'art. 29, primo comma, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GME

In data 14 gennaio 2016, con il parere 11/2016/I/gas, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alla proposta del GME di

modifica della disciplina M-GAS, ai sensi dell'art. 3, comma 3.6, della medesima disciplina, in materia di unità di misura e arrotondamenti.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME

In data 4 marzo 2016, con il parere 83/2016/I/gas, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alla proposta del GME di modificare la disciplina M-GAS, ai sensi dell'art. 3, comma 3.5, della medesima disciplina, in materia di tempistiche di fatturazione e regolazione dei pagamenti relativi alle partite economiche del mercato del gas.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto previsto dall'art. 1, comma 154, della legge di stabilità 2016, in merito all'addebito del canone contestualmente alle fatture per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici residenti

In data 22 marzo 2016, con il parere 121/2016/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente sullo schema di decreto

previsto dall'art. 1, comma 154, della legge n. 208/15 (legge di stabilità 2016), in merito all'addebito del canone Rai nelle fatture per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici, a condizione che il contributo forfettariamente previsto per l'attuazione di quanto definito dallo schema di decreto sia destinato in parte anche all'Acquirente unico, limitatamente a quanto riguarda i costi sostenuti per l'implementazione e la gestione del servizio idrico integrato, relativi alle previsioni dello stesso decreto.

Viene raccomandato, inoltre, che lo schema di decreto chiarisca che l'addebito del canone avvenga contestualmente alle fatture di energia elettrica per i clienti domestici e che tale schema preveda anche che sia l'Autorità a redigere e ad aggiornare l'elenco delle reti non interconnesse con la RTN.

Infine, l'Autorità ha anche evidenziato l'opportunità di stabilire che le imprese di vendita e l'Acquirente unico rendano disponibili informazioni dettagliate e documentate circa i costi sorgenti relativi alle attività derivanti dall'implementazione della disciplina stabilita dallo schema di decreto sul canone, garantendone, altresì, un'adeguata evidenza contabile.

Audizioni presso il Parlamento

Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale

Nell'audizione del 22 aprile 2015 presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, con la memoria 21 aprile 2015, 174/2015/I/com, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in merito all'Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese, soffermandosi soprattutto su:

- le principali voci che compongono il prezzo finale, con particolare riferimento ai clienti domestici;

- le misure a sostegno della spesa per l'energia alle famiglie in condizioni di disagio economico e alle famiglie numerose;
- il confronto, a livello internazionale, tra i prezzi finali dei clienti domestici e quelli dei clienti finali del sistema produttivo del Paese.

In particolare, dopo aver analizzato l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in Italia nel 2014, l'Autorità ha rilevato *primum* come, pur in presenza di un andamento favorevole dei prezzi delle *commodities* elettriche, i prezzi finali abbiano comunque risentito significativamente dell'incidenza degli oneri generali di sistema. Al riguardo, l'Autorità ha evidenziato come nel 2015 il complessivo fabbisogno di

gettito annuo degli oneri generali di sistema abbia raggiunto i 15 miliardi di euro, raddoppiando il fabbisogno dell'anno 2011, in conseguenza della rilevante crescita della componente A₃, relativa alla copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate.

In merito a tale peso degli oneri su tutte le categorie di consumatori, nonostante il corretto approccio di riduzione previsto dal decreto legge n. 91/14 e gli interventi già attuati a partire dal 2011 da parte dell'Autorità, permangono alcune criticità che il regolatore ha ritenuto necessario esplicitare. In particolare, con riferimento ai clienti non domestici, i criteri di ripartizione proporzionale dei minori oneri, di cui al comma 3 dell'art. 23 del citato decreto legge n. 91/14, hanno consentito soltanto una loro parziale redistribuzione, senza risolvere lo squilibrio tra gli oneri posti in capo alle realtà produttive connesse in bassa tensione, anche con potenza impegnata superiore a 16,5 kW, e quelle connesse in media tensione con medesima potenza impegnata. Al riguardo, l'Autorità ha auspicato la conclusione del procedimento presso la Commissione europea, in merito alla verifica della compatibilità delle agevolazioni a favore delle imprese energivore con la nuova disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente.

Con riferimento alla clientela domestica, l'Autorità ha rammentato l'avvio, in attuazione dell'art. 10, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicate ai clienti domestici.

Nel corso dell'audizione, l'Autorità ha svolto una breve disamina dei prezzi di riferimento nei regimi di tutela per entrambi i settori, nonché delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale (bonus elettrico e gas), in particolare evidenziando, per il bonus elettrico, che nell'ambito del procedimento per la riforma delle tariffe di rete e degli oneri generali di sistema per i clienti domestici sono state presentate alcune ipotesi sui possibili interventi correttivi della disciplina volte a neutralizzare, in tutto o in parte, gli effetti di maggiore impatto della riforma tariffaria sui clienti economicamente disagiati.

L'Autorità ha, infine, raffrontato i prezzi dell'energia elettrica e del gas in Italia con quelli praticati in alcuni Paesi europei relativamente al biennio 2013-2014.

Osservazioni dell'Autorità in ordine alle comunicazioni della Commissione europea sul "Pacchetto Unione dell'energia" (atti nn. 60, 61 e 62)

Nelle audizioni del 13 e 14 maggio 2015 presso le Commissioni riunite industria, commercio e turismo e territorio, ambiente, beni ambientali del Senato e presso le Commissioni attività produttive, commercio e turismo e ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, relative alle comunicazioni della Commissione europea sul c.d. "Pacchetto Unione dell'energia"¹⁵ (atti nn. 60, 61 e 62), con la memoria 11 maggio 2015, 212/2015/l/com, l'Autorità ha fornito il proprio contributo, soffermandosi specificatamente sulle disposizioni inerenti alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su:

- sicurezza degli approvvigionamenti e mercati della capacità;
- integrazione dei mercati e sviluppo delle infrastrutture;
- fonti rinnovabili e innovazione;
- *New Deal* per i consumatori e tutela dei consumatori vulnerabili;
- teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Nello specifico, con riferimento al disegno dei mercati della capacità, e in considerazione del fatto che già da alcuni anni la Commissione paventa il rischio che i diversi Stati membri introducano mercati non compatibili tra di loro, l'Autorità ha precisato che il modello ideato per il mercato italiano collochi l'Italia all'avanguardia in Europa nell'attuazione di strumenti non distorsivi della concorrenza, costituendo un complemento alla definizione del disegno del mercato interno dell'energia elettrica, in quanto consente di dare un valore alla capacità di generazione e non solo alla produzione di energia elettrica. Pertanto, l'Autorità ha auspicato che l'azione normativa della Commissione possa fare del modello italiano, neutrale rispetto

15 Composto dalla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo, al Comitato delle Regioni e alla Banca europea per gli investimenti *Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici* (COM (2015) 80 definitivo) (n. 60); dalla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio *Il Protocollo di Parigi - Piano per la lotta ai cambiamenti climatici mondiali dopo il 2020* (COM (2015) 81 definitivo) (n. 61); dalla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio *Raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica. Una rete elettrica pronta per il 2020* (COM (2015) 82 definitivo) (n. 62).

alle diverse tecnologie di produzione e basato su procedure di mercato, un target di riferimento per i sistemi elettrici continentali. Con riferimento all'intenzione della Commissione di definire, in modo coordinato per ogni Stato membro, una metodologia per valutare lo stato di adeguatezza del proprio sistema, adottando una prospettiva sovranazionale, l'Autorità ha evidenziato che tale approccio di trasferimento di parte delle decisioni alla dimensione sovranazionale possa limitare la possibilità per ciascun Stato membro di valutare in autonomia lo standard di adeguatezza da garantire ai propri cittadini e imprese, che ne sostengono i relativi costi. Sul punto, l'Autorità ha reputato auspicabile una profonda riflessione di tipo politico, per assicurare che, qualora la Commissione mantenga tale proposta, essa sia accompagnata da un'attenta valutazione dei compiti dei diversi soggetti coinvolti.

In merito al settore del gas naturale e all'annunciata revisione dell'attuale regolamento concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (regolamento (UE) 994/2010), nonché all'elaborazione di una strategia globale per il GNL e il suo stoccaggio, prevedendo anche la pubblicazione di un documento per la consultazione, l'Autorità ha auspicato che i prossimi passi della Commissione in quest'ambito contribuiscano a fornire elementi chiarificatori.

Inoltre, sempre relativamente al gas naturale e precisamente al tema delle proposte del gruppo di acquisto congiunto a livello europeo, l'Autorità ha reputato tale ipotesi non risolutiva, in quanto le complicate relazioni con i Paesi produttori che non consentono efficaci contrattazioni di prezzo sono riconducibili a fattori geopolitici e, pertanto, sul punto viene piuttosto proposta l'introduzione di Piani vincolanti di solidarietà su base regionale.

Ulteriori osservazioni sono state presentate alle tematiche dell'integrazione dei mercati e dello sviluppo delle infrastrutture, distinguendo, da un lato, una tematica c.d. *hardware* che riguarda le reti e le interconnessioni e, dall'altro, una tematica c.d. *software*, relativa piuttosto ai Codici di rete e alla *governance*.

In particolare, relativamente al primo tema, l'Autorità ha rilevato l'opportunità di promuovere i Piani di sviluppo delle reti con adeguate analisi costi-benefici, invece di prestabilire misure trasversali e omogenee per i Paesi membri che potrebbero determinare investimenti non efficienti. Inoltre, in merito a tali Piani di sviluppo - che a livello europeo sono predisposti con cadenza biennale a differenza di quelli italiani annuali - l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di una modifica legislativa a livello nazionale che renda

biennale la cadenza del processo di aggiornamento, di consultazione, di parere e di approvazione dei Piani di sviluppo, prevedendo contestualmente l'obbligo per i gestori di pubblicare, negli anni in cui il Piano non è redatto, uno snello rapporto di avanzamento dei potenziamenti e delle razionalizzazioni.

Per quanto riguarda lo sviluppo dei Codici di rete e dei conseguenti aspetti di *governance*, l'Autorità ritiene che ciò non possa prescindere dal parallelo rafforzamento del sistema interno di controlli e contrappesi - preservando il ruolo del Comitato dei regolatori, organo dell'ACER - e dalla promozione ulteriore del grado di indipendenza della stessa ACER dalla Commissione. Oggi, infatti, l'ACER è un'agenzia della Commissione e non un regolatore indipendente dotato di risorse proprie e autonome reperite fuori dal bilancio europeo. Solo una consolidata indipendenza statutaria e finanziaria può, invero, sia assicurare all'ACER la credibilità necessaria per disegnare una efficace regolazione basata sulla complementarità fra specificità nazionali e obiettivi condivisi di interesse europeo e non solo su una preconcepita armonizzazione delle regole, sia costituire una seria base su cui fare *devolution* del potere nazionale di regolazione. L'Autorità ha anche condiviso i principi ispiratori e le finalità espressi dalla Commissione riguardo allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili e all'esigenza di ottenere sempre maggiori efficienze energetiche, in particolare facendo riferimento alla realtà italiana, che si presenta come leader nello sviluppo di nuove tecnologie. In proposito, l'Autorità ha ricordato la necessità di individuare precisamente gli strumenti di incentivazione che devono essere opportunamente calibrati e aggiornati, per tenere conto delle specificità della fonte o degli interventi, garantendone la sostenibilità economica complessiva ed evitando sia che gli oneri associati alle incentivazioni si applichino a una platea sempre più ridotta di clienti finali e a una quantità sempre più ridotta di energia elettrica, sia che gli eventuali incentivi impliciti non siano monitorabili né determinabili.

L'Autorità ha evidenziato ancora la posizione di *leadership* continentale dell'Italia nello sviluppo dei sistemi di accumulo elettrochimico dell'energia; al riguardo, ha specificato che i gestori di rete dovrebbero limitarsi a utilizzare i sistemi di accumulo volti a garantire la sicurezza del sistema (in tal senso è la sperimentazione avviata in Sicilia e in Sardegna per servizi di accumulo c.d. *power intensive*), mentre dovrebbero essere assegnati a soggetti terzi le applicazioni che comportano spostamenti dei flussi di energia nel tempo (applicazioni c.d. *energy intensive*).

Per quanto riguarda specificatamente il *New Deal* per i consumatori, l'Autorità ha ricordato che l'evoluzione delle tutele dovrebbe essere scandita temporalmente per segmenti di clienti e accompagnata da un miglioramento dei processi a supporto del mercato stesso, predisponendo una *Roadmap* relativa al superamento dei servizi di tutela di prezzo.

Infine, in relazione al tema del teleriscaldamento/teleraffrescamento, l'Autorità ha ritenuto di segnalare l'importanza e la complessità della regolazione attuativa di quanto disposto dalla direttiva 2012/27/UE sulla promozione dell'efficienza energetica e dal decreto legislativo n. 102/14 di recepimento, in materia di obblighi di installazione di contatori individuali dei consumi di calore/freddo e acqua calda sanitaria e di obblighi di installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione indiretta (riparitori) entro il dicembre 2016.

Inoltre, per l'Autorità è necessario garantire, in ambito nazionale, una rapida e chiara definizione dei ruoli e delle responsabilità dei diversi soggetti rispetto agli obblighi in materia di contabilizzazione del calore, in ambito europeo e nazionale, nonché l'accuratezza, l'affidabilità, la trasparenza e la tempestività dei dati sui consumi ottenuti con le diverse tecnologie ammissibili, in quanto tali dati saranno utilizzati per fatturare al consumatore finale le spese di riscaldamento/raffreddamento e acqua calda sanitaria.

Disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza (AC 3012)

Nell'audizione del 23 giugno 2015 presso le Commissioni riunite finanze e attività produttive commercio e turismo della Camera, l'Autorità ha presentato, con la memoria 18 giugno 2015, 286/2015/l/com, le proprie osservazioni in merito al disegno di legge recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (AC 3012), con specifico riferimento:

- all'art. 19, sulle modalità di approvvigionamento del gas naturale per i clienti domestici e sulla conseguente abrogazione della disciplina transitoria dei prezzi del gas per tale tipologia di utenza;
- all'art. 20, sulle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica per i piccoli clienti industriali e per i clienti domestici e sulla conseguente abrogazione della disciplina transitoria dei prezzi dell'energia elettrica per tale tipologia di utenza;

- all'art. 21, sull'attuazione della cessazione della disciplina transitoria dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, anche alla luce degli esiti del *Rapporto monitoraggio retail* 2012-2013, richiamato espressamente.

Le osservazioni che seguono afferiscono al testo presentato all'analisi in prima lettura; nell'audizione del 24 novembre 2015 presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, cui si rimanda, l'Autorità ha evidenziato ulteriori rilievi relativi alle norme del disegno di legge e, in particolare, al Capo V rubricato "Energia", così come estese e risultanti nella versione emendata dalla Camera e all'attenzione in seconda lettura presso la citata Commissione del Senato. In particolare, l'Autorità ha sottolineato come l'abolizione delle tutele di prezzo richieda l'identificazione preventiva di un percorso di riforma graduale delle stesse, in cui siano chiaramente individuati gli interventi che si considera opportuno attuare e le relative tempistiche di implementazione. Al contrario, ad avviso del regolatore, la netta soppressione operata dal disegno di legge degli attuali meccanismi di tutela per tutti i clienti (domestici e non) prevista a partire da l'1 gennaio 2018 non risulterebbe prendere in debita considerazione le problematiche presenti nel mercato *retail* e l'effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato raggiunto dai clienti di piccole dimensioni.

Pertanto, rispetto agli artt. 19 e 20, l'Autorità ha ritenuto di suggerire una nuova impostazione, la quale preveda che il costante monitoraggio dell'Autorità stessa sia utilizzato dal Parlamento per verificare il grado di maturità medio del mercato *retail*, in termini di sufficiente capacitazione delle diverse tipologie della clientela di massa, per la fissazione di un termine per il superamento della tutela di prezzo. Nel caso l'ipotesi precedente non fosse ritenuta percorribile, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di disporre la soppressione dei regimi di tutela per fasi successive, iniziando, anche prima del 2018, dai clienti non domestici.

Infine, con specifico riferimento all'art. 21, l'Autorità ha precisato che le attività conseguenti alla cessazione della disciplina transitoria del servizio di maggior tutela, demandate dal disegno di legge in esame a un successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, e inerenti, tra l'altro, al monitoraggio dei prezzi nella fase precedente e successiva alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, alla garanzia di piena informazione del consumatore, alle misure di contrasto alla morosità, alla separazione delle politiche di comunicazione del marchio tra imprese verticalmente

integrate, rientrano già nel novero delle funzioni attribuite all'Autorità, motivo per il quale si renderebbe necessaria la soppressione del citato articolo.

Affare recante l'aggiornamento delle Linee guida in materia di certificati bianchi (atto n. 611)

Nell'audizione del 30 settembre 2015, presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, con la memoria 28 settembre 2015, 450/2015/I/efr, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni sull'attuale funzionamento del meccanismo dei TEE e sulla sua auspicabile evoluzione nei prossimi anni, rinviando all'apposito parere le considerazioni puntuali sullo schema di decreto ministeriale recante *Linee guida in materia di certificati bianchi*, a seguito della consultazione avviata dal Ministero dello sviluppo economico.

Dopo avere brevemente tratteggiato il funzionamento del meccanismo in esame, entrato in vigore nel 2005 e di cui, nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità si era occupata sino al 2013, l'audizione si è concentrata, *in primis*, sui soggetti ammessi al meccanismo dei certificati bianchi e sulle valutazioni in merito ai costi per la collettività.

In particolare, su tale ultimo punto viene data evidenza degli oneri complessivamente a carico delle tariffe elettriche e del gas negli anni d'obbligo dal 2005 al 2014, riscontrando come nell'ultimo anno si sia interrotto l'incremento dei costi del meccanismo, pur a fronte di una crescita degli obiettivi annui pressoché costante, che ha permesso e stimolato lo sviluppo e il successivo consolidamento dei mercati dei servizi energetici e dell'efficienza energetica, con positive ricadute sull'economia nazionale e sull'occupazione. L'Autorità ha evidenziato come tale minore costo derivi dall'effetto combinato della flessibilità, concessa ai distributori dalla normativa, e della fissazione del contributo erogato con riferimento al 2014, minore di circa il 4% del corrispondente dell'anno precedente, per effetto dell'applicazione delle nuove regole di determinazione del contributo tariffario, approvate con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr.

A livello complessivo, l'Autorità ha precisato che per l'anno 2014, il costo dei TEE per la collettività è stimato di poco superiore a 600 milioni di euro, a fronte degli oltre 12 miliardi di euro annui mediamente destinati all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Ulteriori osservazioni sono state presentate, poi, in relazione alla partecipazione degli operatori al meccanismo dei certificati bianchi. È evidenziato come l'obbligo della certificazione, a partire dalla metà del 2016, a carico delle società di servizi energetici, potrebbe creare difficoltà alle realtà di piccole dimensioni, che detengono quote di mercato marginali, limitandone la possibilità di accesso al meccanismo. Ad avviso dell'Autorità dovrebbero essere introdotti eventuali elementi correttivi del meccanismo che, tuttavia, lascino impregiudicate le caratteristiche di adattabilità a soggetti e interventi eterogenei, di diversificazione delle modalità di partecipazione e di offerta dei servizi al cliente finale, al fine di evitare che il meccanismo dei TEE sia circoscritto alla sola incentivazione di grandi interventi o sia destinato all'utilizzo da parte di determinate tipologie di operatori. Con le stesse finalità, l'Autorità ha invitato al mantenimento della scelta sia sulla possibilità che un intervento venga presentato e rendicontato dal cliente finale direttamente oppure tramite un terzo, sia delle modalità di quantificazione dei risparmi, dello strumento incentivante più adatto all'intervento, nonché dell'approccio economico-finanziario adottato nei confronti del cliente finale. Con lo scopo di assicurare un ulteriore sviluppo del settore, l'Autorità ha riscontrato come necessario che il perimetro dei singoli interventi, in riferimento al quale vengono quantificati i risparmi energetici, sia il più ampio possibile (dalla fonte primaria agli usi finali), al fine di meglio valutare l'effettivo utilizzo dell'energia da parte degli utenti finali.

Con riferimento alla quantificazione dell'incentivo riconosciuto e, in particolare, alla considerazione che il numero dei TEE complessivamente attribuiti a ogni intervento non corrisponde ai risparmi energetici effettivamente conseguiti nel medesimo periodo in quanto i TEE corrispondono alla sola porzione di risparmi addizionali, l'Autorità ha, dapprima, evidenziato come sia opportuno e coerente prevedere l'aggiornamento dell'addizionalità tecnica dei progetti, al fine di promuovere i soli risparmi energetici ulteriori rispetto a quelli ottenuti tramite il semplice impiego di tecnologie standard o tramite il mero rispetto di obblighi normativi. Richiamando la modalità di quantificazione dei TEE emessi, l'Autorità ha poi evidenziato l'opportunità di ripensare il coefficiente di durabilità (coefficiente tau) che consente di riconoscere un numero maggiore di TEE ai progetti in grado di generare risparmi energetici nel corso di più anni - per evitare i casi in cui i TEE emessi in anticipo non corrispondano ai risparmi effettivamente conseguiti, scongiurando però l'introduzione di elementi che rendano difficile il cofinanziamento di piccoli

interventi realizzati presso i clienti finali o il rischio di una sproporzione dell'incentivo a favore di interventi medio-grandi.

In conclusione, l'Autorità ha ritenuto di segnalare l'opportunità di fissare tempestivamente gli obiettivi annuali per il periodo successivo al 2016 (ultimo anno d'obbligo per il quale sono stati definiti gli obiettivi), tenendo in considerazione il quadro operativo che andrà delineandosi con l'aggiornamento delle *Linee guida*, al fine di fornire un quadro regolatorio certo agli operatori.

Contributo sullo Schema di decreto legislativo recante disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2008/8/CE e 2006/31/CE (atto n. 201)

Nell'audizione del 13 ottobre 2015 presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, con la memoria 12 ottobre 2015, 475/2015/l/efr, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito allo *Schema di decreto legislativo recante disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE* (atto n. 201).

In sede di audizione sono state espresse alcune considerazioni di carattere specifico relative a tale schema di decreto legislativo, in particolare:

- all'art. 5, con specifico riferimento alle informazioni relative alla fatturazione dei consumi energetici da mettere a disposizione dei clienti finali;
- all'art. 6, in relazione ai temi delle reti intelligenti (*smart grids*) e dell'efficientamento delle infrastrutture di rete, nonché ulteriori osservazioni sul quadro legislativo in materia di efficienza energetica.

Nello specifico, lo schema di decreto prevede, all'art. 5, comma 1, lettera b), due integrazioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 102/14: la prima inserisce, al comma 7 dell'art. 9, la nuova lettera c-*bis*, la quale statuisce che l'Autorità individui le modalità con cui i distributori di energia, i gestori del sistema di distribuzione o le società di vendita di energia al dettaglio, quando inviano i contratti, le modifiche contrattuali e le fatture ai clienti finali

o nei siti web destinati ai clienti individuali, comunichino a essi anche i recapiti dei centri indipendenti di assistenza ai consumatori, delle agenzie per l'energia o di organismi analoghi, dove i medesimi clienti possano ottenere informazioni e consigli sulle misure di efficienza energetica disponibili, profili comparativi sui consumi di energia, nonché specifiche tecniche delle apparecchiature elettriche al fine di ridurre il consumo delle stesse.

Relativamente a tale previsione, l'Autorità ha rilevato non solo la necessità che i requisiti di indipendenza dagli operatori dei centri indipendenti di assistenza ai consumatori siano definiti e vigilati dalla stessa Autorità, ma anche l'opportunità di eliminare dalla previsione il riferimento alle società di distribuzione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, in quanto operatori che non intrattengono alcun rapporto diretto con il cliente finale.

La seconda integrazione introduce all'art. 9 del decreto legislativo n. 102/14 il nuovo comma 8-*bis*, in base al quale la ripartizione dei costi relativi alle informazioni sulla fatturazione per il consumo individuale di riscaldamento e di raffrescamento nei condomini e negli edifici polifunzionali è effettuata senza scopo di lucro, prevedendo anche che l'Autorità, entro il 31 dicembre 2016, stabilisca i costi di riferimento cui i fornitori del servizio sono tenuti a uniformarsi. Sul punto, l'Autorità ha rilevato come le funzioni attribuite all'Autorità dal decreto legislativo n. 102/14 siano limitate al settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento cui dovrebbero essere estesi tali nuovi compiti, e non anche al settore del riscaldamento e raffrescamento centralizzato; inoltre, ha anche specificato come a risorse vigenti, il termine della fine del 2016 non risulti adeguato alle esigenze della regolazione.

L'art. 6 dello schema di decreto introduce alcune modifiche all'art. 11 del decreto legislativo n. 102/14, prevedendo, fra le altre disposizioni, che vengano verificate ed eventualmente aggiornate le misure di attuazione del decreto legislativo n. 28/11; queste prevedono che ai distributori di energia elettrica, che effettuano interventi di ammodernamento sulle *smart grids*, spetti una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per il servizio di distribuzione. L'Autorità ha rilevato come tale norma risulti in palese contrasto con la *ratio* di selettività e con la regolazione di tipo *output based*, da alcuni anni promossa dalla stessa Autorità, suggerendo altresì l'abrogazione delle citate disposizioni di cui al decreto n. 28/11.

Ulteriori osservazioni sono state presentate dall'Autorità in merito alle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 102/14 che lo schema di decreto si propone di integrare. Tra queste si rilevano:

- la necessità che sia precisato il perimetro settoriale di competenza dell'Autorità, prevedendo espressamente che tutte le funzioni di regolazione in tema di misura e fatturazione dei consumi per la climatizzazione degli edifici attribuite all'Autorità, così come i connessi poteri di *enforcement*, si intendano limitati al solo settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento;
- la necessità di un intervento correttivo della definizione di rete di teleriscaldamento e di teleraffrescamento;
- in tema di misura dei consumi, l'importanza di mantenere distinti, coerentemente con quanto disposto dalla direttiva europea, le due definizioni e i due differenti obblighi di installazione che ne discendono, relativi, da un lato, al contatore di fornitura e, dall'altro, al contatore individuale;
- l'importanza di garantire l'uniformità complessiva delle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 102/14, in merito all'attribuzione dei ruoli e delle responsabilità, con particolare riferimento ai soggetti che esercitano i relativi poteri di *enforcement*.

Comunicazioni della Commissione europea Un New Deal per i consumatori di energia (COM(2015) 339) e Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica (COM(2015) 340)

Nell'audizione del 4 novembre 2015 presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, con la memoria 29 ottobre 2015, 501/2015/I/com, l'Autorità ha svolto le proprie considerazioni relative al pacchetto di misure in attuazione del *Quadro strategico per l'Unione dell'energia*. Nello specifico, il 15 luglio 2015 la Commissione europea ha presentato alcune misure in attuazione del citato *Quadro strategico*, che comprende le proposte finalizzate a conferire ai consumatori un nuovo ruolo nel mercato dell'energia e una consultazione volta a ridefinire l'assetto del mercato europeo dell'energia elettrica.

Come emerso in sede di audizione, l'Autorità ha ampiamente condiviso le politiche delineate nelle comunicazioni europee, alle quali risultano allineate le scelte regolatorie da tempo intraprese e anche più recentemente rafforzate, che vanno nel senso di assecondare l'accesso non discriminatorio dei consumatori ai dati e alle informazioni sui propri consumi di energia. In materia, l'Autorità ha offerto una breve rassegna degli strumenti regolatori posti in essere al fine di consentire ai consumatori italiani non solo l'adozione di scelte di

consumo consapevoli, razionali ed efficienti, ma anche la possibilità di sviluppare una domanda più attiva, determinando di conseguenza la possibilità di un incontro più maturo domanda/offerta nei mercati *retail*.

Inoltre, l'Autorità ha puntualizzato come la regolazione dei mercati *retail* debba tenere necessariamente conto anche dell'evoluzione in atto legata a due tematiche centrali che contribuiranno a definire il nuovo assetto del sistema energetico: la riforma delle tutele di prezzo vigenti e la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri parafiscali, applicate ai clienti domestici di energia elettrica.

L'Autorità ha, altresì, espresso il proprio favore in relazione alla consultazione avviata dalla Commissione europea sul disegno del mercato elettrico, che riguarda, in chiave europea, tematiche già da tempo identificate come cruciali per il nostro Paese nei Piani strategici triennali dell'Autorità, quali la penetrazione delle fonti rinnovabili, la trasformazione delle reti di distribuzione in sistemi innovativi di distribuzione (*smart distribution systems*), l'introduzione di mercati della capacità, il completamento e il rafforzamento dei collegamenti infrastrutturali.

L'Autorità ha, altresì, rilevato come, pur condividendo l'obiettivo di incrementare i poteri decisionali dell'ACER e il suo ruolo nella promozione della cooperazione tra i regolatori europei, in particolare nella prospettiva dell'implementazione dei Codici di rete, sia necessario e imprescindibile il parallelo rafforzamento del sistema interno di controlli e contrappesi, preservando il ruolo del Comitato dei regolatori, organo dell'ACER, e promuovendo ulteriormente il suo grado di indipendenza dalla Commissione.

Infine, l'Autorità ha sottolineato come una eccessiva armonizzazione delle regole che governano i mercati energetici europei, così come dei modelli di mercato e delle configurazioni di rete, spesso molto differenti tra di loro, rischia di rivelarsi un format molto inefficiente e costoso per i consumatori, privo di adeguati benefici per i sistemi nazionali. Pertanto, l'Autorità auspica un approccio più pragmatico basato sulla valorizzazione della dimensione regionale.

Disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza (AS 2085)

Nell'audizione del 24 novembre 2015 presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, con la memoria 20 novembre 2015, 545/2015/I/com, l'Autorità ha svolto alcune osservazioni sulle

norme del DDL concorrenza, soffermandosi, in particolare, sul Capo V dedicato all'energia, come risultante a seguito dell'approvazione in prima lettura.

L'Autorità si è soffermata sulle disposizioni in tema di:

- cessazione della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica per i clienti domestici;
- confrontabilità delle offerte di energia;
- offerte commerciali di energia elettrica e gas a favore di gruppi di acquisto;
- verifica delle condizioni per la piena liberalizzazione dei mercati di vendita al dettaglio;
- comunicazioni obbligatorie dell'Autorità;
- misure per garantire l'informazione dei consumatori;
- riforma della disciplina dei bonus elettrico e gas;
- misure per la trasparenza dei mercati dell'energia.

Dopo un breve inquadramento dei regimi di tutela attualmente vigenti nel settore elettrico e in quello del gas, l'Autorità ha evidenziato, sulla base delle risultanze del *Rapporto Annuale 2012-2013* sul monitoraggio dei mercati *retail*, alcune dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa che di fatto indicano livelli disomogenei di maturità e concorrenzialità del mercato nei due settori e, nell'ambito di ciascun settore, livelli difformi per tipologia di cliente.

L'Autorità ha rammentato che la revisione degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese, nella prospettiva di un loro graduale assorbimento, era stata già definita dalla medesima Autorità attraverso una *Roadmap* volta a consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela, anche prevedendo l'introduzione del nuovo regime della c.d. *tutela simile*, in cui si prevedeva che i consumatori volontariamente avessero accesso a una fornitura di energia elettrica offerta da fornitori del mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

L'approvazione di una data unica (1 gennaio 2018) della cessazione della maggior tutela per tutte le categorie di piccoli consumatori comporterebbe, ad avviso dell'Autorità, una contestuale accelerazione della riforma delle tutele di prezzo come scadenzata nella *Roadmap*, considerando possibili soluzioni anche per i clienti

domestici, in analogia con quanto impostato con la *tutela simile* per i clienti non domestici allacciati alla rete di bassa tensione.

Nello specifico del disposto normativo, in relazione agli artt. 26 e 27, relativi alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica per i clienti domestici, diversamente dalla versione iniziale del testo, l'Autorità ha accolto con favore l'incarico di disciplinare le misure volte a garantire la fornitura del servizio universale (fornitura di ultima istanza) del settore elettrico per quei clienti che, considerate le loro caratteristiche, non si riforniscono sul mercato libero, in ossequio a quanto previsto dalla normativa comunitaria.

L'art. 28, al comma 1, nel predisporre una procedura finalizzata a garantire la confrontabilità delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas, attribuisce all'Autorità il compito di realizzare un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, specificando che l'indipendenza dei contenuti di tale portale sia assicurata da un Comitato tecnico costituito appositamente presso l'Autorità con diversi rappresentanti delle istituzioni e delle associazioni. Sul punto, l'Autorità ha evidenziato che, poiché è già essa stessa garante della neutralità e della imparzialità dei contenuti del suddetto portale, così come del suo buon funzionamento, il Comitato tecnico dovrebbe limitarsi a far emergere le istanze dei diversi portatori di interesse, anche istituzionali. Inoltre, l'Autorità ha segnalato la necessità di modificare la data dell'1 marzo 2016, entro cui i venditori sono tenuti a ottemperare all'obbligo di fornire almeno una proposta di offerta di fornitura di energia elettrica o gas a prezzo variabile per le utenze domestiche e non domestiche e almeno una proposta a prezzo fisso per le utenze domestiche e non domestiche alimentate in bassa tensione, diretta alla definizione delle modalità di adempimento del suddetto obbligo, per consentire agli operatori di adeguarsi alle strutture di offerta e alle relative condizioni contrattuali necessarie per la comparabilità delle offerte delineate dal regolatore.

L'art. 30, che richiede all'Autorità di trasmettere al Ministero dello sviluppo economico, entro il 30 aprile 2017, un rapporto sul monitoraggio dei mercati *retail* con particolare riferimento a una serie di indicatori - sulla base dei quali il ministero emana un decreto in cui dà conto del raggiungimento degli obiettivi ai fini della cessazione del regime di maggior tutela - è stato accolto positivamente dall'Autorità, in quanto, permettendo eventuali proroghe alla fine delle tutele, tiene conto delle problematiche eventualmente ancora presenti nei mercati *retail*.

Per quanto concerne la nuova disciplina dei bonus elettrico e gas stabilita all'art. 33, l'Autorità ha evidenziato come la previsione della corresponsione congiunta delle misure di sostegno alla spesa per la fornitura di energia elettrica e gas naturale – diversamente dalla domanda per gli stessi bonus, che già oggi è prodotta congiuntamente – non necessariamente presenta vantaggi per i soggetti interessati; l'Autorità, dunque, ha evidenziato l'opportunità di eliminare il riferimento nel disposto normativo.

L'Autorità ha accolto con favore l'art. 34 che prevede, per quanto concerne la sola vendita di energia elettrica, l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico, dall'1 gennaio 2016, di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali; i requisiti e le modalità per l'iscrizione a tale elenco sono stabiliti con decreto ministeriale, su proposta dell'Autorità. In merito e per coerenza e omogeneità normativa, l'Autorità ha chiesto un'integrazione del decreto legislativo n. 93/11, affinché anche per il settore del gas le modalità e i requisiti per l'inclusione nell'elenco dei venditori siano individuati su proposta dell'Autorità.

Disegno di legge recante Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico, nonché delega al Governo per l'adozione di tributi destinati al suo finanziamento

Nell'audizione del 3 dicembre 2015 presso la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, con la memoria 2 dicembre 2015, 580/2015/Idr, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge recante *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico, nonché delega al Governo per l'adozione di tributi destinati al suo finanziamento*, soffermandosi, in particolare, sul contenuto dell'art. 5 del disegno di legge in esame, in materia di governo pubblico del ciclo naturale e integrato dell'acqua, e offrendo una sintetica ricognizione dell'attività regolatoria svolta dalla medesima Autorità nel settore dei servizi idrici.

In particolare, il citato art. 5 prevede un significativo cambio di *governance* del settore idrico, attribuendo al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare la funzione regolatoria del

governo del ciclo naturale dell'acqua e della sua salvaguardia come bene ambientale, nonché le competenze di regolazione di tutti gli usi, di determinazione delle componenti delle tariffe e di definizione del metodo tariffario.

Sul punto, l'Autorità ha rilevato come il disegno di legge in esame non risulterebbe coordinato con le più recenti riforme in ordine all'organizzazione e alla gestione dei servizi idrici contenute sia nel decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia"), convertito dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, sia nella legge 23 dicembre 2014, n. 190 (c.d. "legge di stabilità 2015"); provvedimenti che a loro volta sono intervenuti, perfezionando e completando il modello di *governance* attualmente in essere.

Inoltre, l'Autorità ha sinteticamente rammentato quanto approvato a partire dall'attribuzione di tutte le funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici – precedentemente attribuite all'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua – con il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214. In particolare sono state dapprima descritte le problematiche e le criticità che, al momento di tale trasferimento di funzioni, caratterizzavano il comparto, relative principalmente: alla frammentazione e all'eterogeneità dell'assetto del settore; agli aspetti finanziari, tra cui una ingente necessità di investimenti; agli aspetti impiantistici, gestionali e di rapporto con l'utenza; ai livelli di qualità del servizio verso i consumatori finali, talvolta non adeguati. L'Autorità ha, quindi, evidenziato come nel corso degli anni sia stato impostato un quadro regolatorio asimmetrico e innovativo, volto a porre in essere molteplici attività in grado di contribuire al superamento di tali criticità, anche grazie agli strumenti regolatori a propria disposizione: la regolazione tariffaria, la regolazione della separazione contabile o *unbundling*, la regolazione della qualità dei servizi.

Anche alla luce dei miglioramenti del settore, l'Autorità ha concluso sottolineando come il settore idrico abbia estremo bisogno di una *governance* razionale e stabile, che eviti gli elementi di sovrapposizione tra i diversi livelli istituzionali, e di un sistema di regole certe e durature, affinché tutti gli attori del settore, pubblici, misti o privati, possano compiere le proprie scelte perseguendo l'obiettivo dell'efficienza a beneficio del consumatore finale.

Contributo in merito alla Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa alle statistiche europee in tema di gas naturale e di energia elettrica, che abroga la direttiva 2008/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica (COM(2015) 496 final)

Nell'audizione del 16 marzo 2016 presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, con la memoria 10 marzo 2016, 89/2016/I/com, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito alla *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa alle statistiche europee in tema di gas naturale ed energia elettrica, che abroga la direttiva 2008/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica (COM(2015) 496 final)*.

La memoria, oltre a offrire una sintetica ricognizione dei contenuti e degli obiettivi della proposta di regolamento in esame, si è soffermata sugli aspetti attuativi derivanti dall'estensione del grado di dettaglio delle informazioni richieste e sull'aumento della frequenza delle comunicazioni.

In termini generali, le novità introdotte dalla proposta di regolamento - che si sostanziano nell'obbligatorietà della rilevazione dei dati relativi ai prezzi per i consumi domestici forniti finora su base volontaria, nell'aumento della frequenza della comunicazione di alcuni dati da biennale ad annuale, nell'allungamento dei tempi di trasmissione dei dati a Eurostat da due a tre mesi, nell'aumento del dettaglio con cui sono rilevati i prezzi e nell'adozione delle predette misure per mezzo di un regolamento, anziché di un direttiva - sono state valutate con favore dall'Autorità che, in sede di audizione, ha tuttavia richiamato l'attenzione sul grado di dettaglio delle

informazioni richieste, sulle tempistiche e sui relativi oneri amministrativi, che potrebbero, da ultimo, ricadere sugli stessi prezzi dell'energia, anche in considerazione delle disposizioni di cui al DDL concorrenza.

In merito alle specifiche novità, l'Autorità ha accolto positivamente l'estensione dell'obbligo di rilevazione dei dati di prezzo per il segmento dei clienti domestici, puntualizzando, tuttavia che, la raccolta già veniva effettuata da tutti gli Stati membri dell'Unione, ancorché su base volontaria.

L'Autorità, inoltre, ha giudicato positivamente sia l'entità dei volumi di vendita associati a ciascuna delle fasce di consumo in base alle quali vengono suddivisi i clienti per la rilevazione dei relativi prezzi (21 complessivamente) - in quanto tali dati consentono di valutare e confrontare la rappresentatività di ciascun prezzo nell'ambito della clientela considerata - sia l'allungamento dei tempi (da due a tre mesi) per la trasmissione a Eurostat dei dati raccolti, in quanto tale tempistica di tre mesi risulta indispensabile per migliorare le operazioni di validazione e di eventuale correzione dei dati di volta in volta raccolti.

A giudizio dell'Autorità, il livello particolarmente accentuato della disaggregazione dei prezzi potrebbe far sorgere alcune criticità. In base alla proposta, infatti, per ciascuna delle 21 fasce di consumo in cui sono suddivisi i consumatori domestici e industriali, dovrebbero essere raccolte nove componenti di prezzo in luogo delle quattro attualmente in vigore. Nel corso dell'audizione, l'Autorità ha pertanto evidenziato l'opportunità di prevedere una diversa e più semplice disaggregazione delle componenti, nonché, più in generale, di un approccio maggiormente graduale nell'entrata in vigore delle nuove disposizioni, stabilendo un lasso di tempo tale da consentire alle imprese e ai diversi Paesi di rendere operative le disposizioni *de quibus*, minimizzando l'impatto sui costi e garantendo l'effettiva confrontabilità dei prezzi.

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel corso del 2015 si è ulteriormente intensificata la cooperazione tra questa Autorità e l'AGCM nel campo della tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati¹⁶, in coerenza con l'impegno assunto in tal senso con il Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato nell'ottobre 2014. L'intesa tra le due Autorità, tesa ad un intervento complementare tra l'Autorità di regolazione settoriale e l'AGCM, prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e/o 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 costituito dai membri designati da ciascuna Autorità, che sovrintende e monitora l'attuazione del Protocollo medesimo. La cooperazione prevista dal Protocollo si realizza anche mediante il rilascio di un parere da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti riguardanti le pratiche commerciali scorrette nei settori di competenza.

Ad oggi, nell'ambito di detti procedimenti, l'Autorità ha rilasciato cinque pareri, di cui uno in materia di attivazioni non richieste nei settori dell'energia elettrica e del gas, due inerenti a pratiche commerciali scorrette poste in essere da gestori del servizio idrico integrato, uno in tema di omissione di informazioni rilevanti circa le caratteristiche e la natura del servizio di fornitura di elettricità e, infine, uno relativo all'applicazione di una penale per il recesso in un contratto di somministrazione di energia elettrica e/o gas.

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Nel 2015 è stata rafforzata anche la cooperazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM).

In primo luogo, il 7 settembre 2015 l'Autorità e l'AGCOM hanno stipulato un Protocollo di collaborazione tecnica in merito sia alle tematiche di interesse comune riguardanti i servizi di comunicazione *machine to machine* (M2M) nell'ambito di applicazioni di *smart metering* e *smart distribution system*, sia alla partecipazione dell'Autorità al Comitato permanente sui servizi di comunicazione M2M costituito dall'AGCOM.

Successivamente, il 23 dicembre 2015 è stato approvato dalle due Autorità il Protocollo generale di intesa tra le medesime. Tale accordo rientra nelle iniziative di collaborazione tra Autorità indipendenti ed è finalizzato a promuovere sinergie e complementarità in materia gestionale e tecnico-scientifica. Il Protocollo quadro è la cornice entro cui si inseriscono iniziative congiunte di natura specifica (per esempio, il Protocollo di gestione in comune di alcuni servizi e dello scambio di personale, il progetto *machine to machine*, il ruolo delle *utilities* energetiche e idriche nei progetti di sviluppo delle infrastrutture di comunicazioni elettroniche, l'analisi e il confronto dei diversi modelli di regolazione dei servizi).

Altre Autorità indipendenti e Istituti

Nel 2015 è, inoltre, proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'AGCOM e il Garante per la protezione dei dati personali, nell'ambito della Convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le tre Autorità, in adempimento di 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 attuazione delle finalità di detta Convenzione, successivamente estesa, nel corso del 2015, anche all'Autorità per la regolazione dei trasporti, questa Autorità ha proceduto ad avviare una comune collaborazione con le altre Autorità, avente a oggetto scambi

¹⁶ Le pratiche commerciali scorrette sono definite al Capo II del Titolo III della Parte II del decreto legislativo n. 206/05. In caso di accertamento di una pratica commerciale scorretta, la competenza sanzionatoria è attribuita all'AGCM, ai sensi dell'art. 27 dello stesso decreto, come modificato dal decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21.

di informazioni e studi di ulteriori sinergie, anche nell'ambito di progetti condivisi, nonché l'effettuazione di procedure congiunte con le stesse per l'acquisto di beni. Ciò ha consentito all'Autorità di conseguire un risparmio di spesa nell'ambito dei servizi posti in convenzione, ex art. 22, comma 7, del citato decreto legge n. 90/14, pari a oltre 450.000 € nel 2015, superiore al valore del 10% richiesto dalla norma di riferimento.

Inoltre, nel dare puntualmente seguito alla Convenzione quadro in materia di procedure concorsuali per il reclutamento del personale, stipulata il 9 marzo 2015 con tutte le altre Autorità, si è previsto di attuare un piano di assunzione di dipendenti a tempo determinato e a tempo indeterminato, condividendo preventivamente i relativi bandi di concorso con le altre Autorità coinvolte.

Nel corso del 2015 è, inoltre, proseguita la collaborazione tra l'Autorità e l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni, secondo il Protocollo d'intesa sottoscritto nel mese di febbraio, volta a rafforzare la tutela dei consumatori nei settori regolati.

Guardia di finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo d'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, ampliando in particolare le forme di collaborazione.

Dal 2008 la Guardia di Finanza ha svolto con gli Uffici dell'Autorità, tra l'altro, l'attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires a carico degli operatori del settore energetico (c.d. *Robin Hood Tax*), introdotto con il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133. Con la sentenza 15 febbraio 2015, n. 10, la Corte costituzionale ha dichiarato incostituzionale tale tributo con decorrenza dal giorno successivo alla pubblicazione della medesima sentenza nella *Gazzetta Ufficiale*. Pertanto, a partire dai primi mesi del 2015, l'Autorità e la Guardia di Finanza hanno deciso di impiegare le risorse - prima destinate alla verifica del rispetto del divieto di traslazione dell'Ires - a ulteriori controlli documentali ai fini della tutela degli interessi dei consumatori, come, per esempio, l'accertamento circa gli investimenti dichiarati dagli operatori per il calcolo delle tariffe. Per una descrizione dettagliata delle attività di vigilanza svolte con l'ausilio della Guardia di Finanza nel 2015 e, in

particolare, delle nuove attività avviate nell'anno, si rimanda al Capitolo 6 di questo Volume.

Si segnala, infine, che sempre nel corso del 2015 la Guardia di Finanza ha costituito il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico, operativo presso il Comando reparti speciali della Guardia di Finanza, con compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità.

Cassa conguaglio per i servizi energetici e ambientali

Fin dalla sua istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), inizialmente ente di diritto pubblico non economico. Con la legge di stabilità 2016 (si veda il paragrafo "Evoluzione della legislazione italiana" di questo Capitolo), la CCSE è stata trasformata in un ente pubblico economico, denominato Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ed è stata confermata la sua sottoposizione alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e della stessa Autorità. La CSEA opera con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale, e continua ad esercitare le funzioni di istruzione e di esazione tariffaria, con la conseguente redistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché le attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.

Nell'immediatezza dell'intervento legislativo, con la delibera 28 dicembre 2015, 667/2015/A, l'Autorità ha adottato disposizioni conseguenti alla trasformazione della CSEA in ente pubblico economico e, ritenendo opportuno fornire certezza degli effetti prodotti dalla citata legge di stabilità 2016 sulle situazioni giuridiche e sui rapporti giuridici facenti capo a CCSE e trasferiti a CSEA, ha stabilito che:

- gli organi della CCSE rimangono in carica, quali organi della CSEA, sino alla naturale scadenza;
- la struttura organizzativa della CSEA continua a essere regolata dalle delibere dell'Autorità, salva la diversa dotazione organica dell'ente che risulterà dall'approvazione dello statuto e salve le modifiche del regolamento di organizzazione e funzionamento;
- il regolamento di contabilità generale e di controllo gestionale della CSEA e dei conti a essa intestati continua a trovare

applicazione fino all'eventuale adozione di un nuovo regolamento da parte degli organi della CSEA.

Da ultimo, alla naturale scadenza del mandato del Comitato di gestione, con la delibera 14 marzo 2016, 105/2016/A, l'Autorità ha provveduto alla nomina, d'intesa con il Ministro dell'economia e delle finanze, del Presidente e dei componenti del Comitato di gestione della CSEA, prevedendo che i relativi incarichi abbiano durata triennale, ai sensi del vigente regolamento di organizzazione e funzionamento.

È attualmente in corso un'interlocuzione con il Ministero dell'economia e delle finanze per finalizzare anche l'adozione dello statuto e del nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, per consentire il pieno avvio del nuovo ente, salvaguardando al contempo la continuità delle rilevanti funzioni strumentali assegnate allo stesso nei settori di competenza dell'Autorità.

Altre istituzioni

Anche nel 2015 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e le altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrare in apposite convenzioni e finalizzate al supporto delle attività degli Uffici dell'Autorità. In particolare, esse riguardano la cooperazione:

- con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura, dell'efficienza energetica e degli accumuli, sulla base

del Protocollo d'intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A;

- con il Comitato italiano gas (CIG), nell'ambito del Protocollo d'intesa approvato con la delibera 30 aprile 2014, 197/2014/A, che elenca i possibili temi di collaborazione tra l'Autorità e il CIG, in materia di qualità del servizio e connessioni alle reti di trasporto;
- con l'Associazione nazionale comuni italiani (ANCI), tramite una convenzione da ultimo integrata con la delibera 21 dicembre 2015, 637/2015, con la quale si è prorogata l'efficacia di detta convenzione al 31 dicembre 2016. La convenzione presiede alla gestione dei rapporti tra i Comuni chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento dei bonus elettrico e gas e le imprese distributrici tenute a erogare i bonus medesimi, oltre che a individuare le necessarie misure di efficientamento;
- con l'Istat, tramite un confronto tecnico finalizzato all'allineamento delle definizioni e delle grandezze richieste nelle raccolte dati promosse dalle due istituzioni, nell'ottica di perseguire l'obiettivo di semplificazione e di riduzione degli oneri amministrativi gravanti sugli operatori del settore, nell'ambito dell'attività di raccolta dei dati tecnici;
- con il Ministero dell'ambiente, attraverso la partecipazione a un tavolo interistituzionale, fino all'emanazione del decreto ministeriale 24 febbraio 2015, n. 39, sui temi connessi alla definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua, in attuazione degli obblighi di cui agli artt. 4, 5 e 9 della direttiva europea 2000/60/CE.

2.

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Il nuovo TIUF, che sostituisce la previgente disciplina contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- la modifica della definizione di impresa verticalmente integrata operante nel settore dell'energia elettrica e del gas, alla luce di quella contenuta nelle direttive comunitarie e nel decreto legislativo di recepimento delle medesime, nonché dell'esigenza di meglio definire l'ambito dell'impresa verticalmente integrata, facendo riferimento ad un'interpretazione estensiva, basata sulla nozione di gruppo societario che ricomprenda anche il caso di controllo esercitato sia da persona fisica sia da ente pubblico economico e non economico;
- il raccordo delle disposizioni adottate dall'Autorità, riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme relative alla separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, stabilendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità debbano sostituire, in maniera definitiva, gli altri obblighi di separazione funzionale;
- la previsione, per le imprese di trasporto regionale del gas esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, del mantenimento di specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, in considerazione della natura delle operazioni condotte da tali imprese, analogamente a quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
- l'integrazione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati e per i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione, alla luce delle scelte operate dal legislatore nazionale nel decreto legislativo n. 93/11;
- la previsione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati, in conformità al decreto legislativo n. 93/11;
- l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, secondo il dettato normativo del decreto legislativo n. 93/11, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e di distribuzione dell'energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela;

- la revisione degli obblighi a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione, sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale, in materia di riservatezza nel trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

Gli obblighi di separazione funzionale si applicano a partire dall'1 gennaio 2016, mentre quelli relativi alla separazione del marchio e delle politiche di comunicazione si applicano a partire dal 30 giugno 2016. Tempi più lunghi sono previsti solo per le imprese di minori dimensioni.

Manuale di contabilità regolatoria

Con la determina 4 giugno 2015, 8/2015 – DIUC, è stato pubblicato il *Manuale di contabilità regolatoria (Manuale)*

finalizzato alla redazione dei conti annuali separati per gli esercenti nel settore dell'energia elettrica e del gas, di cui all'Allegato A alla delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com, recante *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione contabile (unbundling contabile) per le 24 imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione* (TIUC).

Il *Manuale* fornisce le indicazioni tecniche necessarie alla redazione dei conti annuali separati e, più in generale, all'applicazione delle disposizioni del sopracitato TIUC. Il *Manuale* è frutto, in primo luogo, dei contributi forniti nell'ambito del tavolo di lavoro istituito con gli operatori di settore e di un'analisi di *best practices* condotta dagli Uffici dell'Autorità sui conti annuali separati raccolti nel corso degli anni.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 29 ottobre 2015, 510/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC e CCP), riferite all'anno 2016, trasmessa da Terna che, con cadenza annuale, organizza dette procedure.

Il CCC è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'*hub* nazionale, ossia il Prezzo unico nazionale. Il CCP, introdotto dal 2010, è uno strumento di copertura del rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente.

Il regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2016 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2015, le seguenti innovazioni:

- la modifica del meccanismo di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione di tipo solare, eolico e idroelettrico, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'incremento del limite di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord per tenere conto, nel calcolo della soluzione di ottimo per l'assegnazione dei CCC e dei CCP, dei risultati conseguibili con il nuovo algoritmo utilizzato per la risoluzione del Mercato del giorno prima (MGP) (c.d. "algoritmo *Euphemia*"). Tale algoritmo consente, infatti, una maggiore possibilità di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord rispetto al passato, mediante la gestione di un modello di rete che presenta una configurazione a maglia chiusa, costituita dal collegamento delle zone Centro-Sud e Centro-Nord alla zona Sardegna.
- la riduzione delle quantità massime approvvigionabili da 500 MW a 200 MW per la Sicilia e da 500 MW a 400 MW per la Sardegna;
- la fissazione di una valorizzazione annua del servizio pari a 170.000 €/MW/anno, in luogo del premio definito in esito a procedure concorsuali, il cui valore massimo era pari a 300.000 €/MW/anno.

Inoltre, ai fini dell'approvvigionamento del servizio di superinterrompibilità nel mese di gennaio 2016, i contratti per la fornitura di tale servizio vigenti alla data del 31 dicembre 2015 sono stati modificati, previa accettazione dell'operatore interessato, prevedendo sia la proroga della scadenza al giorno 31 gennaio 2016 sia la valorizzazione del servizio a un premio pari a un dodicesimo del premio annuo indicato dal decreto legge n. 210/15.

Servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica

I servizi di interrompibilità costituiscono parte integrante del sistema di difesa della rete nazionale e rappresentano uno degli strumenti di cui Terna dispone per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e per mitigare, in particolare, il rischio di distacco del carico diffuso. Nel novero dei servizi di interrompibilità è incluso il servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. "di superinterrompibilità"), dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna.

L'art. 3, comma 2, lett. a), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto, tra l'altro, che:

- per esigenze di sicurezza nelle isole maggiori il servizio di superinterrompibilità sia prorogato fino al 31 dicembre 2017;
- l'Autorità provveda ad aggiornare le condizioni del servizio per il nuovo biennio per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e a 200 MW in Sicilia, con l'assegnazione a una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW/anno.

Con la delibera 4 gennaio 2016, 1/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la disciplina per l'approvvigionamento a termine del servizio di superinterrompibilità, per il periodo febbraio 2016 – dicembre 2017. Le principali innovazioni introdotte riguardano:

- la previsione di un meccanismo di assegnazione *pro quota* in caso di offerte complessivamente superiori alle quantità massime;

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

La sentenza del Consiglio di Stato 20 marzo 2015, n. 1532, ha annullato, per difetto di motivazione sull'urgenza e difetto di consultazione, le delibere 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, con le quali erano stati adottati interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento dovuti alla sistematica distorsione dei prezzi di sbilanciamento.

Nelle more della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, delineata nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel, l'Autorità, con il documento per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel, ha formulato alcune proposte per correggere le distorsioni che caratterizzano il meccanismo in vigore per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Le misure proposte riguardano:

- l'esclusione delle offerte accettate nel mercato del bilanciamento per la riserva secondaria dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento;
- l'esclusione, dal calcolo del segno e del prezzo, di tutte le movimentazioni per servizi diversi dalla riserva secondaria, che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona.

Per definire gli aspetti di dettaglio della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti delineata nel documento per la

consultazione 368/2013/R/eel, si è ritenuto opportuno attendere la piena definizione delle disposizioni del futuro Codice di rete europeo per il bilanciamento (*Balancing Network Code*). Detto Codice, la cui entrata in vigore è attesa entro la fine del 2016, introdurrà, infatti, disposizioni vincolanti volte ad assicurare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei singoli Stati membri, che richiederanno una revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento.

Con la delibera 9 luglio 2015, 333/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato inoltre un procedimento per l'adozione di una disciplina degli sbilanciamenti relativa agli anni 2012, 2013 e 2014, in cui hanno trovato applicazione le delibere 342/2012/R/eel, 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel, e 285/2013/R/eel, poi annullate dal Consiglio di Stato. Alla delibera hanno fatto seguito due documenti per la consultazione (24 settembre 2015, 445/2015/R/eel, e 17 dicembre 2015, 623/2015/R/eel) con i quali l'Autorità ha proposto i propri orientamenti per tutelare gli utenti che, nel periodo in questione, hanno confidato senza colpa nell'applicazione della regolazione degli sbilanciamenti coerente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento sopra descritte, e senza porre in essere condotte speculative, garantendo l'attuazione della normativa del servizio di dispacciamento in linea con le predette finalità.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Indagine di settore avviata dalla Commissione europea sui meccanismi di remunerazione della capacità produttiva

Nel mese di aprile 2015 la Commissione europea ha avviato un'indagine settoriale sugli aiuti di Stato sotto forma di meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, volta ad acquisire informazioni per valutare l'idoneità di tali meccanismi e a garantire un approvvigionamento sufficiente di energia elettrica senza distorsioni degli scambi e della concorrenza. L'indagine integra

Istituzione del progetto interdirezionale RDE

Con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, l'Autorità ha dato avvio ad un progetto interdirezionale finalizzato alla predisposizione di una riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (progetto RDE). In particolare, al progetto è stato affidato il compito di sviluppare la nuova regolazione del servizio, in attuazione degli indirizzi espressi dall'Autorità nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, integrando quanto previsto sul tema dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102, e garantendo la conformità al quadro regolatorio europeo in fase di definizione (regolamento sul mercato di bilanciamento).

Al progetto RDE sono state affidate anche la gestione ordinaria della regolazione del servizio e la supervisione della partecipazione del sistema italiano al progetto TERRE (*trans-european replacement reserve exchange*) per lo scambio di riserva terziaria tra i diversi sistemi elettrici europei, teso ad anticipare i modelli di integrazione transfrontaliera dei mercati di bilanciamento che saranno resi obbligatori dal futuro regolamento europeo in materia.

la strategia *Unione dell'energia* della Commissione, contribuendo a perseguire l'obiettivo di rendere le forniture energetiche più sicure e affidabili e ponendo le basi per stabilire se i meccanismi di approvvigionamento della capacità siano pro-concorrenziali e basati su un approccio di mercato, come indicato nelle *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*, in vigore dal mese di luglio 2014.

Nell'ambito dell'Indagine, la Commissione ha inviato un questionario alle Autorità pubbliche e agli operatori di rete di un campione

rappresentativo di Stati membri che hanno adottato o intendono adottare meccanismi di approvvigionamento della capacità (Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia), invitando tali soggetti a presentare osservazioni alle conclusioni preliminari dell'Indagine alla fine del 2015. I risultati finali dovrebbero essere pubblicati nel corso del 2016.

Nel mese di giugno 2015 l'Autorità, che è stata inclusa nel novero dei destinatari del questionario, ha trasmesso alla Commissione le proprie considerazioni, pubblicate con la relazione *Sector inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector - Risposte al questionario inviato dalla Commissione europea all'Autorità*.

Mercato della capacità

Per una dettagliata illustrazione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume II, della *Relazione Annuale 2015*.

Al fine di accelerare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per l'adeguatezza del sistema elettrico connessi all'avvio del Mercato per la remunerazione della capacità (CRM), nel marzo 2015 l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di revisione della disciplina del medesimo Mercato (delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel).

Regolazione tecnica: servizio di trasporto

Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica relativi al Glossario delle definizioni, alla disciplina delle garanzie per l'accesso al servizio di trasporto e alla disciplina della fatturazione del servizio e dei relativi pagamenti. L'approvazione del Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli

La proposta prevede l'articolazione del processo in due fasi: una prima attuazione semplificata da avviare in tempi rapidi, entro la fine del 2016, ed una seconda fase più articolata, costruita in modo da consentire la partecipazione attiva sia della domanda sia dei produttori esteri.

Subito dopo la formulazione di questa proposta da parte dell'Autorità, nell'aprile del 2015 la Commissione europea ha avviato un'analisi di questi strumenti sotto il profilo della conformità con le *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*.

L'Indagine conoscitiva della Commissione ha, peraltro, coinvolto anche il mercato italiano e l'Autorità ha contribuito direttamente, dando trasparenza al processo attraverso la pubblicazione delle risposte sul proprio sito.

Al fine di verificare preventivamente la compatibilità della disciplina del Mercato della capacità italiano con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato, nell'agosto 2015 è stato avviato, con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico, un processo di pre-notifica della misura alla Direzione Generale della concorrenza della Commissione europea.

Detto processo, ancora in corso, è consistito nel fornire le informazioni e i dati che, a più riprese, sono stati richiesti per valutare la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle misure pre-notificate, nonché per escludere che queste ultime siano idonee a incidere negativamente sulla concorrenza e sugli scambi tra gli Stati membri.

utenti del servizio (i venditori), è avvenuta al termine di un articolato processo consultivo per la definizione in via prioritaria dei seguenti aspetti:

- modalità e tempistiche della fatturazione dei corrispettivi connessi al servizio di trasporto;
- disciplina relativa alle garanzie contrattuali che l'impresa distributrice ha titolo di chiedere all'utente per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto.

Per quanto riguarda la fatturazione del servizio e i termini di pagamento, sono stati confermati gli orientamenti espressi nel corso del processo consultivo, finalizzati a garantire una maggiore trasparenza degli importi fatturati; in particolare, il Codice di rete tipo ha previsto:

- l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi;
- che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente;
- la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione;
- due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi.

Con riferimento alla messa a disposizione dei dati di misura agli utenti del trasporto per i punti di prelievo trattati su base oraria, è stato anticipato l'obbligo di messa a disposizione di tutti i dati validati entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato.

Inoltre, al fine di migliorare il processo di fatturazione del servizio di trasporto, da un lato, incentivando le imprese distributrici a utilizzare i dati di misura effettivi e, dall'altro, rafforzando le disposizioni in materia di messa a disposizione dei dati di misura agli utenti, è stato introdotto un sistema di indennizzi automatici in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati stessi agli utenti del trasporto da parte delle imprese distributrici.

Per quanto riguarda le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori, il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati. In particolare, il Codice definisce:

- le forme di garanzia che le imprese distributrici sono tenute ad accettare. Per tutti gli utenti è prevista la possibilità di ricorrere alla fideiussione bancaria o assicurativa a prima richiesta e al deposito cauzionale. In caso di utenti con particolari caratteristiche di puntualità nei pagamenti, sono individuate anche garanzie che consistono nella forma di possesso di un giudizio di *rating* e di *parent company guarantee*. È ampliato il novero delle agenzie di *rating* ammesse rispetto a quelle solitamente accettate (*Standard&Poor's Corporation, Fitch Ratings, Moody's Investor Services*);
- l'ammontare delle garanzie - dimensionato rispetto a un periodo di tre mesi di servizio erogato - che ciascun utente è tenuto a prestare e le procedure di gestione delle medesime, che tengono conto, tra l'altro, della puntualità dei pagamenti e della capienza delle garanzie rispetto all'effettivo portafoglio clienti dell'utente;
- la procedura da seguire in caso di mancato pagamento delle fatture da parte dell'utente, comprendente azioni di sollecito e di diffida da parte dell'impresa distributtrice relativamente alle tempistiche previste; la risoluzione del contratto di trasporto, qualora l'utente abbia fatto ricorso al *rating*; l'escussione della garanzia in caso di superamento di una determinata soglia minima; la richiesta di integrazione da parte dell'impresa distributtrice; l'impossibilità per l'utente di presentare richieste di *switching* fino alla reintegrazione delle garanzie;
- l'applicazione, con cadenza annuale, di un corrispettivo per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, differenziato per tener conto del diverso rischio implicito nei due strumenti di tutela e funzionale a mitigare il maggior rischio connesso al ricorso a tali forme di garanzia;

- l'istituzione di un Conto presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) a garanzia del sistema, in caso di definitivo inadempimento di un utente.

Successivamente, in ragione di alcune segnalazioni pervenute all'Autorità in merito a potenziali difficoltà relative alla disciplina delle garanzie introdotta con la delibera 268/2015/R/eel, con particolare riferimento alle previsioni riguardanti il livello di *rating* che gli istituti bancari devono detenere per poter emettere le fidejussioni e le tempistiche per le istruttorie di merito creditizio funzionali all'emissione di dette fidejussioni, con la delibera 24 settembre 2015, 447/2015/R/eel, è stata differita dall'1 ottobre 2015 all'1 gennaio 2016 l'efficacia della disciplina delle garanzie e delle disposizioni relative ai tempi per l'emissione delle fatture, nonché alla loro scadenza di pagamento. Ciò al fine di consentire all'Autorità di condurre gli approfondimenti ulteriori relativi alle suddette segnalazioni a proposito delle previsioni introdotte dalla delibera 268/2015/R/eel.

Successivamente, con la delibera 11 dicembre 2015, 609/2015/R/eel, l'Autorità ha modificato la previgente disciplina, per tenere conto delle criticità segnalate e degli approfondimenti condotti in merito.

Nello specifico, il provvedimento è intervenuto sul tema delle garanzie contrattuali prevedendo:

- la rimozione del requisito di possesso di *rating* da parte degli istituti bancari e assicurativi che emettono la fideiussione;
- la revisione di alcune disposizioni per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, con particolare riferimento ai ritardi di pagamento, cercando di allineare maggiormente il trattamento degli utenti che vi ricorrono a quelli che hanno una fideiussione o un deposito cauzionale, pur facendo salvo il trattamento differenziato al fine di considerare il diverso profilo di rischio sotteso ai diversi strumenti di garanzia;

- l'introduzione di un periodo transitorio con l'obbligo, per l'utente del trasporto, di adeguare le garanzie a un importo pari alla stima di tre mesi di erogazione del servizio entro il 12 febbraio 2016, prolungando, in sede di prima applicazione, i tempi (15 giorni lavorativi) a disposizione per l'utente. Nel periodo transitorio di prima applicazione l'utente in possesso di un giudizio di *rating*, o la cui società controllante possieda a sua volta tale giudizio di *rating*, può accedere al *rating* o alla *parent company guarantee* senza che debba essere verificato preventivamente il requisito di regolarità di pagamento, a fronte però della corresponsione di un corrispettivo per l'accesso maggiorato.

L'anzidetta delibera è intervenuta, inoltre, in tema di fatturazione, prevedendo in particolare la modifica delle disposizioni relative ai termini di pagamento delle stesse.

Al riguardo, è stato definito che:

- per le fatture di ciclo non emesse nei termini previsti, la scadenza di pagamento decorre dal primo termine utile del mese successivo;
- venga unificata la decorrenza dei termini di pagamento per tutte le tipologie di fattura (fatture di ciclo, fatture di rettifica e fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi).

Infine, con la delibera 268/2015/R/eel sono state riviste le tempistiche di versamento alla CSEA degli oneri generali e delle ulteriori componenti, al fine di prevedere un allineamento delle tempistiche di versamento degli stessi alle tempistiche attualmente previste per il versamento della componente A_3 - a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate - al Gestore dei servizi energetici (GSE); è stata, inoltre, eliminata la quota dello 0,5% dell'importo dovuto alla CSEA e al GSE trattenuta dalle imprese distributrici, introdotta per tenere conto degli importi inesigibili per morosità dal provvedimento CIP 3/88.

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

L'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha stabilito che le unità di produzione di energia elettrica, con l'esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW localizzate nella macrozona Sicilia siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV, Sorgente-Rizziconi, tra la Sicilia e il Continente, e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare. Ai sensi della citata norma, con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di offerta e di remunerazione delle predette unità, seguendo il criterio del puntuale riconoscimento, per singola unità produttiva, dei costi variabili e dei costi fissi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 496/2015/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato il regime di reintegrazione sopra illustrato, per tenere conto, tra l'altro, del posticipo dell'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi (entro il primo semestre dell'anno 2016, anziché il 30 giugno 2015 precedentemente previsto). In particolare, il provvedimento:

- prevede che Terna renda pubbliche le ragioni che hanno determinato il rinvio rispetto alla data del 30 giugno 2015, descrivendo i principali fattori che rendono eventualmente incerto il termine indicato per l'entrata in operatività del suddetto intervento;
- definisce i criteri e i termini per aggiornare, in relazione all'anno 2016, l'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14, i relativi parametri per l'implementazione dei programmi, la stima dei costi e dei ricavi, nonché i valori standard delle variabili determinanti dei costi riconosciuti;
- rimodula i processi in modo tale che, per l'anno 2016, le attività per la determinazione degli standard per il calcolo del costo

variabile riconosciuto sia delle unità che generano energia elettrica diversa da quella immessa nella Rete di trasmissione nazionale (RTN) e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica, sia delle unità rinnovabili programmabili vengano svolte in parallelo con la determinazione dei medesimi standard per le unità essenziali, ai sensi del decreto legge n. 91/14 diverse da quelle sopra citate;

- ai fini del calcolo dei costi fissi riconosciuti, stabilisce che il valore medio storico di indisponibilità, relativo ai tre anni precedenti all'anno cui si riferisce il corrispettivo, sia confrontato con il minor valore tra la percentuale di indisponibilità in detto anno e la percentuale di indisponibilità nella parte dello stesso anno in cui è applicato il regime di reintegrazione ex decreto legge n. 91/14, così da contemperare l'esigenza di focalizzarsi sull'indisponibilità nella porzione dell'anno soggetta al regime con la necessità di evitare che una concentrazione di attività manutentive particolarmente elevata nella porzione medesima possa fornire una rappresentazione distorta del tasso di indisponibilità nell'anno di riferimento;
- prevede che gli utenti del dispacciamento possano richiedere un acconto trimestrale del corrispettivo di un determinato anno, se l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi si verifici in una data tale da escludere la possibilità di presentare istanza per il riconoscimento dell'acconto semestrale, al fine di rendere meno gravosa l'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo tra l'inizio dell'anno al quale si riferisce il corrispettivo e la data di erogazione dello stesso.

Inoltre, con la delibera 26 novembre 2015, 574/2015/R/eel, sono stati fissati i valori dei parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto degli impianti soggetti al regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14 per l'anno 2016. Contestualmente sono stati modificati i valori dei medesimi parametri per l'anno 2015 riferiti all'impianto Isab Energy, per tenere conto del cambiamento che, in corso d'anno, l'utente del dispacciamento

ha apportato alla configurazione dell'impianto medesimo (da impianto monounità a impianto con due unità di produzione).

Infine, con la delibera 15 dicembre 2015, 615/2015/R/eel, su istanza degli utenti del dispacciamento interessati, l'Autorità ha definito l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione per una parte degli impianti soggetti al regime di reintegrazione ex decreto legge n. 91/14, in relazione al primo semestre dell'anno 2015. La facoltà di proporre l'istanza di riconoscimento dell'acconto semestrale è stata esercitata da Edipower per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, da Edison Trading per l'impianto Milazzo, da Enel Produzione per gli impianti Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, da EP Produzione per l'impianto Trapani TG, da Erg Power Generation per l'impianto CTE Nuce Nord e da Isab per l'impianto Isab Energy.

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

Corrispettivi di reintegro

Con la delibera 25 giugno 2015, 307/2015/R/eel, l'Autorità, a seguito di un'apposita istanza presentata da Enel Produzione, ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2012, in relazione agli impianti di Augusta, Bari, Porto Empedocle e del Sulcis. Detto importo è risultato inferiore rispetto a quanto richiesto dall'utente del dispacciamento titolare dei citati impianti, in ragione del fatto che, tra l'altro:

- con riferimento ai cespiti soggetti ad ammortamento per una parte dell'anno, si è riconosciuta, tra i costi fissi ammessi, una quota della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale, definita in proporzione al numero di mesi di ammortamento nell'anno considerato;
- ai sensi della disciplina della reintegrazione dei costi, i costi fissi rilevanti per il calcolo del corrispettivo sono stati ridotti per tenere conto dell'eccesso di indisponibilità nell'anno 2012 rispetto all'indisponibilità media nel triennio 2009-2011;
- sono stati esclusi dal novero dei costi fissi riconosciuti le sopravvenienze attive e passive, le minusvalenze da cessione di cespiti e gli accantonamenti al Fondo per rischi e oneri effettuati esclusivamente in applicazione dei principi generali sulla

redazione del bilancio civilistico e non derivanti da specifici obblighi di legge.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

L'Autorità ha previsto il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegro in relazione agli impianti ammessi all'omonimo regime per gli anni 2014 e 2015, con le delibere 19 marzo 2015, 120/2015/R/eel, 2 aprile 2015, 149/2015/R/eel, 12 giugno 2015, 283/2015/R/eel, 11 dicembre 2015, 612/2015/R/eel, e 15 dicembre 2015, 616/2015/R/eel. In particolare, le citate delibere 120/2015/R/eel, 149/2015/R/eel e 283/2015/R/eel hanno a oggetto l'acconto del primo semestre dell'anno 2014 relativo agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, San Quirico di Edison Trading, Ottana di Ottana Energia e Centro Energia Ferrara di E.On Global Commodities. L'importo riconosciuto è stato pari a quanto indicato nelle istanze avanzate dagli utenti del dispacciamento interessati, ad eccezione dell'impianto Ottana, per il quale è stato stabilito un importo inferiore, risultante dall'applicazione di una metodologia di calcolo coerente con l'impostazione adottata per l'anno 2013, vale a dire:

- includendo la voce "altri ricavi e proventi riconducibili all'impianto" tra i ricavi, anziché a decurtazione dei costi fissi;
- verificando il rispetto dell'impegno assunto da Ottana Energia in sede di ammissione alla reintegrazione per l'anno 2014 – consistente nel vincolare a un importo massimo la richiesta di reintegrazione dei costi fissi, al netto dei ricavi da fornitura di servizi a terzi – mediante il confronto dei menzionati costi fissi relativi al primo semestre dell'anno 2014 con l'intero importo rappresentativo dell'impegno.

Con la delibera 612/2015/R/eel, l'Autorità ha poi determinato gli importi di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014, addizionale rispetto all'acconto semestrale riconosciuto con le delibere sopra riportate, al fine di contenere ulteriormente l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento, per la differenza tra i costi che hanno determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi sino ad allora percepiti. L'ulteriore acconto è stato calcolato in modo da preservare un margine di sicurezza nell'eventualità che dai controlli in sede di determinazione del saldo dovesse emergere la necessità di ammettere soltanto parzialmente i costi illustrati nelle istanze di reintegrazione.

Infine, su istanza dei titolari di impianti ammessi al regime di reintegro per l'anno 2015, l'acconto relativo al primo semestre dell'anno 2015 è stato riconosciuto con la delibera 15 dicembre 2015, 616/2015/R/eel, per gli impianti Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Centro Energia Ferrara di EP Produzione e Ottana di Ottana Energia.

Revoca dell'ammissione al regime di reintegro

Con la delibera 2 aprile 2015, 150/2015/R/eel, l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Centro Energia Ferrara di E.On Global Commodities è stata revocata, essendo venuto meno il presupposto dell'essenzialità e non essendo stata evidenziata *ex ante*, in sede di ammissione al citato regime, l'esigenza di realizzare e remunerare specifici investimenti rilevanti per preservare l'operatività dell'impianto stesso.

L'impianto era stato ammesso alla reintegrazione per gli anni dal 2013 al 2015 con la delibera 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel, a seguito dell'istanza avanzata dal relativo utente del dispacciamento e dopo aver acquisito il parere positivo di Terna circa la probabilità dell'essenzialità dell'unità nel periodo indicato nell'istanza stessa. Nel settembre 2014, tuttavia, Terna aveva evidenziato che l'impianto non sarebbe stato essenziale per la sicurezza del sistema elettrico nell'anno 2015, tenuto conto del mutato assetto dei carichi e delle produzioni nell'area di riferimento. Nell'ambito dell'approfondimento avviato con la delibera 16 ottobre 2014, 500/2014/R/eel, Terna e l'utente del dispacciamento hanno illustrato le rispettive posizioni in merito all'essenzialità dell'impianto.

Con la delibera 150/2015/R/eel, l'Autorità ha esplicitato gli adattamenti della disciplina della reintegrazione ex art. 65 della delibera 9 giugno 2006, n. 111, necessari per tenere conto degli effetti della revoca del provvedimento di ammissione alla reintegrazione. In particolare, il menzionato provvedimento ha stabilito che:

- la reintegrazione dei costi sia piena per il periodo dall'1 gennaio 2015 al giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca, mentre, per il periodo residuo dell'anno 2015, sia limitata ai costi fissi incrementali, al netto di una quota del margine di contribuzione generato nel medesimo periodo residuo;
- i costi fissi incrementali per il periodo residuo dell'anno 2015 siano definiti come gli oneri fissi che, contestualmente, presentano i requisiti previsti dalla delibera n. 111/06 per i costi fissi riconosciuti, siano stati strettamente necessari per consentire

l'operatività dell'impianto nel periodo dall'1 gennaio 2013 al giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca e siano conseguenza diretta di vincoli (per esempio, contrattuali, autoritativi ecc.) che hanno avuto origine nel periodo compreso tra la data di pubblicazione del provvedimento di ammissione al regime di reintegrazione per il triennio 2013-2015 e il giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca;

- E.On Global Commodities possa richiedere, esplicitando le ragioni, che vengano applicati criteri diversi, rispetto a quelli previsti dal provvedimento di revoca, in merito alla determinazione dei costi fissi oggetto di reintegrazione e della quota del margine di contribuzione da considerare con riferimento al periodo residuo dell'anno 2015;
- in tema di ricavi figurativi, siano applicate esclusivamente le regole finalizzate a escludere dalla reintegrazione le perdite dovute a vendite a prezzi inferiori rispetto al costo variabile riconosciuto e ad acquisti a prezzi superiori al costo variabile riconosciuto, fatti salvi i casi delle prove tecniche obbligatorie o di quantità strettamente necessarie a rendere implementabile il programma in esito all'MGP nelle ore profittevoli;
- sia applicato un criterio semplificato per allocare le partite economiche relative agli obblighi dell'*emissions trading* tra il periodo dell'anno 2015 *ante* revoca e quello successivo alla stessa.

Gli adattamenti sopra descritti sono volti, da un lato, ad agevolare l'utente nella formulazione dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo a Terna nelle attività di verifica del margine di contribuzione e, dall'altro, a considerare il fatto che, nella convinzione dell'irrevocabilità dell'ammissione, E.On Global Commodities possa aver assunto in buona fede, tra la data di ammissione dell'impianto al regime di reintegrazione per il triennio 2013-2015 e la data di entrata in vigore del provvedimento di revoca, impegni finalizzati ad assicurare la disponibilità dell'unità per l'intero triennio sopra menzionato.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 28 dicembre 2015, 663/2015/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi per l'anno 2016 avanzate da Edipower per l'impianto San Filippo del Mela 150 kV e da Enel Produzione per gli impianti Assemini e Portoferraio. È stata, invece, rigettata l'istanza di ammissione alla reintegrazione

per l'anno 2016 relativa all'impianto San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, in considerazione sia dell'applicazione del regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14 dall'1 gennaio 2016 sino all'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, sia del fatto che il valore del relativo corrispettivo di reintegrazione, stimato rispetto alla parte dell'anno 2016 in cui era previsto che non fosse applicato il regime ex decreto legge n. 91/14, era tale da rendere preferibile (in termini di benefici attesi per il consumatore) che l'impianto in questione fosse espunto dall'elenco degli impianti essenziali di cui alla delibera n. 111/06.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

La delibera 14 ottobre 2015, 486/2015/R/eel, ha delineato il quadro regolatorio per l'anno 2016 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali soggetti al regime ordinario di cui all'art. 64 della delibera n. 111/06 e al regime di reintegrazione dei costi dell'art. 65 della medesima delibera. All'utente del dispacciamento titolare di un impianto essenziale in regime ordinario è riconosciuto da Terna un corrispettivo pari, in ciascuna ora, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo zonale espresso dall'MGP. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è determinato dall'Autorità ed è pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

La citata delibera, oltre a estendere all'anno 2016 la validità di alcune disposizioni vigenti per l'anno 2015:

- definisce i valori standard dei parametri rappresentativi delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche per l'anno 2016;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, prevede, per l'anno 2016, una riduzione del tasso di remunerazione del capitale rispetto al valore vigente per l'anno 2015, al fine di considerare congiuntamente la contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e l'ampliamento del periodo compreso tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato;
- stabilisce che gli utenti interessati possano segnalare peculiarità delle proprie unità che rendano necessarie modifiche

alla metodologia di calcolo del tasso di indisponibilità medio storico e/o del tasso di indisponibilità oggetto di confronto con il citato tasso storico, esplicitando le motivazioni della richiesta e fornendo elementi sufficienti, oggettivi e verificabili.

Con le delibere 26 novembre 2015, 573/2015/R/eel e 574/2015/R/eel, l'Autorità ha inoltre determinato i valori standard per il calcolo di alcune componenti del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità essenziale soggetta al regime ordinario o al regime di reintegrazione ex delibera n. 111/06, alla luce delle proposte avanzate da Terna e tenendo conto delle istanze formulate dagli utenti del dispacciamento interessati.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti di produzione essenziali possono assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a stipulare con Terna una delle categorie di contratto disciplinate dall'art. 65-bis della delibera n. 111/06.

Con riferimento all'anno 2016, le delibere 486/2015/R/eel e 496/2015/R/eel hanno stabilito, rispettivamente, per la macrozona Continente e per le macrozone Sicilia e Sardegna, i valori dei parametri tecnico-economici necessari a ciascun utente del dispacciamento interessato per valutare l'eventuale adesione ai regimi alternativi, quali le quantità di potenza minima d'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere, nonché il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno. In relazione alla macrozona Sicilia, ai sensi della delibera 521/2014/R/eel, come successivamente modificata e integrata, la adesione a uno dei regimi alternativi è rilevante esclusivamente per le ore dell'anno 2016 in cui la capacità impegnata non risulti soggetta al regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14. Esercitando la facoltà ammessa dalla disciplina vigente, Enel Produzione ha manifestato l'intenzione di aderire ai regimi alternativi soltanto per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nei citati provvedimenti. Alla luce di tale scelta, l'Autorità ha ridefinito i valori dei parametri tecnico-economici con la delibera 20 novembre 2015, 557/2015/R/eel.

Successivamente, con la delibera 22 dicembre 2015, 649/2015/R/eel, sono state approvate le proposte contrattuali elaborate da Terna in

relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito ai regimi alternativi per l'anno 2016.

Emergenza gas – Corrispettivo di reintegrazione dei costi

Al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico in situazioni di emergenza gas, senza porre a rischio la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, il decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno individui con proprio decreto:

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, di cui garantire la disponibilità;
- 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 a emergenze gas nel successivo anno termico.

Inoltre, il citato provvedimento normativo stabilisce che l'Autorità definisca le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, in analogia con quanto previsto per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Con riferimento al riconoscimento dei costi sostenuti nell'anno termico 2012-2013 dalle unità incluse nella lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, l'Autorità, con la delibera 5 marzo 2015, 92/2015/R/eel, ha provveduto a:

- delineare i criteri di dettaglio per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi per le unità sopra menzionate, evidenziando sia le disposizioni della disciplina ex art. 65 della delibera n. 111/06 che trovano applicazione sia gli adattamenti, rispetto alla disciplina medesima, che risultano necessari per tenere conto delle peculiarità della reintegrazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas;
- determinare l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi da riconoscere alle suddette unità.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Con il 2015 si è concluso il periodo di regolazione 2012-2015, disciplinato dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica 2012-2015* (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

Attuazione della regolazione premi/penalità della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 12 novembre 2015, 534/2015/R/eel, in attuazione del TIQE 2012-2015, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2014, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi

di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Sono stati erogati 31,4 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, così ripartiti:

- 25,3 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 48,2 milioni di euro di premi e 22,9 milioni di euro di penalità);
- 6,1 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 45,1 milioni di euro di premi e 39 milioni di euro di penalità).

Nell'ambito del procedimento, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto quattro verifiche

ispettive previste dalla delibera 2 luglio 2015, 317/2015/E/eel. Fra queste, tre verifiche hanno riguardato Enel Distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Cagliari, Firenze e Torino, la quarta A2A Reti Elettriche. Nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma, quindi, l'impegno delle imprese distributrici ad assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, ossia la corretta registrazione dei dati su cui si basano i premi e le penalità.

Sempre con la delibera 534/2015/R/eel sono stati assegnati i premi, pari a 185.000 €, relativi alla regolazione incentivante la riduzione del numero di interruzioni riguardanti gli utenti in media tensione superiore ai livelli specifici fissati dall'Autorità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2014, nel febbraio 2016 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet la terza graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente nel Nord del Paese, 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.

Registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, nella prima parte del 2015 hanno svolto sei verifiche ispettive, in attuazione della delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo per la rilevazione degli utenti in bassa tensione, effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme per l'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ), la Società cooperativa Cantuccio (BZ) e la Ditta Kirchler Josef (BZ). Per l'Azienda energetica Valtellina Valchiavenna (ex ASM Sondrio) e la SIEC Società Cooperativa (SO), la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero dei misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato in loco, imputabile a un mero errore materiale.

Con la delibera 16 aprile 2015, 166/2015/E/eel, l'Autorità ha, dunque, disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato alla SIEC Società Cooperativa (SO), in virtù della delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11.

Con la delibera 14 maggio 2015, 220/2015/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'Azienda energetica Valtellina Valchiavenna (ex ASM Sondrio) con la delibera ARG/elt 184/11; mentre con la delibera 4 giugno 2015, 264/2015/E/eel, l'Autorità ha deciso la restituzione dell'incentivo erogato all'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ) con la delibera ARG/elt 184/11.

L'Autorità ha altresì imposto, con le delibere 3 luglio 2015, 316/2015/E/eel, e 16 luglio 2015, 348/2015/E/eel, la restituzione degli incentivi erogati, rispettivamente, alla Società cooperativa Cantuccio (BZ) e alla Ditta Kirchler Josef.

Con le delibere 1 ottobre 2015, 463/2015/S/eel, 29 ottobre 2015, 504/2015/S/eel, e 5 novembre 2015, 523/2015/S/eel, sono stati inoltre avviati i procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi, con l'eventuale chiusura semplificata, nei confronti, rispettivamente, dell'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ), della Società cooperativa Cantuccio (BZ) e della Ditta Kirchler Josef (BZ), per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

In merito alla tematica inerente alla qualità della tensione, l'azione dell'Autorità, nel corso degli anni, si è progressivamente concentrata sulla registrazione dei buchi di tensione per quanto riguarda le reti in media tensione, e delle variazioni lente della tensione di alimentazione, con riferimento alle reti in bassa tensione, ponendo le basi per l'introduzione di elementi di regolazione.

Nell'ambito del tavolo di lavoro sulla qualità della tensione, istituito dall'Autorità nel 2012 e coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), nel 2015 è stata definita una metodologia per determinare l'origine dei buchi di tensione (alta o media tensione) registrati da apparecchiature di misura della qualità della tensione (AdM) conformi alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30, installate dalla fine del 2014 per effetto degli obblighi contenuti nel TIQE 2012-2015 presso ogni semi-sbarra in media tensione di cabina primaria.

In esito ai lavori del tavolo, con la determina 18 febbraio 2016, 5/2016 – DIUC, è stato reso noto il formato dei dati relativi ai buchi di tensione che, secondo la classificazione prevista dalla tabella 5 della norma CEI EN 50160, dovranno essere comunicati dalle imprese di distribuzione all'Autorità e a RSE a decorrere dal 2016. Sempre dal 2016 le imprese di distribuzione avranno l'obbligo di comunicare agli utenti allacciati alla rete in media tensione, in aggiunta al numero e alla durata delle interruzioni, il numero e la classificazione dei buchi di tensione da cui sono stati interessati, così come registrati dalle AdM installate sulle semi-sbarre in media tensione di cabina primaria.

Attuazione della regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 17 settembre 2015, 439/2015/E/eel, in relazione ai dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2014. Con la delibera 20 novembre 2015, 552/2015/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2014, pari a 19,3 milioni di euro.

Quinto periodo di regolazione: regolazione output-based dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura del servizio elettrico

Con i documenti per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, e 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione dell'energia elettrica e di selettività degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023. In esito a detto procedimento sono stati adottati i seguenti provvedimenti finali:

- delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;

- delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*.

Tali provvedimenti sono coordinati con la *Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*, approvata con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, contenente il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A), il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME 2016-2019, Allegato B) e il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC 2016-2019, Allegato C).

In relazione alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, le principali novità riguardano:

- il superamento della distinzione tra RTN storica e RTN ex Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- l'introduzione degli obblighi in capo a Terna relativi alla pubblicazione dei valori minimo e massimo della tensione efficace, attesa ed effettiva per ogni utente allacciato alla rete in alta tensione (cabine primarie, clienti finali, produttori) connesso alla RTN;
- l'introduzione di standard e indennizzi automatici legati al numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi e alla durata massima delle interruzioni, per i clienti finali della RTN;
- sempre per i clienti finali della RTN, l'avvio di un monitoraggio delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione, nella prospettiva di introdurre standard e indennizzi automatici anche per tali fattispecie.

In relazione al servizio di distribuzione, tra le nuove disposizioni si annoverano:

- l'applicazione del meccanismo incentivante premi/penalità alla durata delle interruzioni in riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine, fissati nel 2003, da raggiungere entro il 2015;
- la conferma dell'attuale meccanismo premi/penalità legato al numero di interruzioni e della correlata incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con maggiore numero di interruzioni;

- una regolazione sperimentale innovativa, finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, da adottarsi con specifico provvedimento entro il 30 giugno 2016;
- l'allineamento graduale degli standard relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica a otto ore per le utenze in bassa tensione e a quattro ore per le utenze in media tensione, superando in tal modo, a tutela dei consumatori, la previgente differenza tra centri rurali e centri urbani;
- l'introduzione di nuovi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione. Ciò pone le basi per la futura introduzione di standard e indennizzi automatici sul numero massimo annuo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione per gli utenti allacciati alla rete in media tensione;
- l'introduzione di elementi di regolazione delle variazioni lente della tensione di alimentazione per le reti in bassa tensione. In particolare, le imprese di distribuzione devono predisporre un piano pluriennale per il monitoraggio di tali variazioni, tramite i contatori elettronici, e regole di ripristino del valore corretto della tensione di alimentazione per i casi di non conformità;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale, con particolare riferimento sia alla riduzione di alcuni tempi massimi per le prestazioni riferite alla preventivazione e alla esecuzione di lavori sulla rete e presso i punti di consegna, sia all'introduzione di registrazioni separate per le connessioni alle reti e di facilitazioni per l'attuazione di programmi di connessioni e attivazioni massive;
- l'introduzione di basilari elementi di regolazione per funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (osservazione dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti di media tensione e regolazione della tensione delle reti di distribuzione in media tensione);
- l'introduzione di primari elementi di regolazione in relazione all'evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane (colonne montanti e *smart city*).

Particolare attenzione, infine, è stata posta sul tema della resilienza del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi

ed estesi che hanno causato interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. In tale senso, l'Autorità ha approvato la delibera 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel, con la quale ha chiuso la propria Indagine conoscitiva, avviata con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, in relazione alle interruzioni del servizio elettrico avvenute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia.

L'Autorità ha posto, dunque, le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal c.d. "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un Piano di lavoro volto all'adozione di misure regolatorie che incrementino la resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre alla disamina tecnica, gli elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti prodotti dagli eventi meteorologici severi e persistenti verificatisi negli ultimi 15 anni.

Infine, con la determina 18 febbraio 2016, 6/2016 - DIUC, in attuazione del punto 3, lettera c), della delibera 646/2015/R/eel, è stato istituito un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio mirato all'approfondimento dei seguenti temi:

- resilienza del sistema elettrico;
- introduzione del meccanismo regolatorio premi/penalità per le interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a causa di forza maggiore;
- riferibilità degli standard individuali per gli utenti allacciati alla rete in media tensione in zone industrializzate;
- forma contrattuale speciale per gli utenti allacciati alle predette reti in media tensione.

Regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta

In merito alla regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, già aggiornata con la delibera 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto, con la delibera 11 febbraio 2016, 48/2016/R/eel, che i corrispettivi per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta siano applicati ai singoli misuratori, in relazione al livello di tensione effettivo del punto di misura cui il misuratore si riferisce, e non più in relazione al punto di connessione con la rete.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

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

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, finalizzata a garantire omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione sia ai criteri per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, sia alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas. L'Autorità ha così manifestato la propria intenzione di introdurre la nozione di periodo regolatorio del tasso di remunerazione, della durata di sei anni, da intendersi come il periodo nel quale vigono i livelli dei parametri base del tasso di remunerazione del capitale investito validi per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (rapporto D/E), di norma oggetto di valutazione e discussione in sede di revisione del periodo regolatorio tariffario.

Nel medesimo documento, sono stati delineati gli indirizzi sulle modalità da utilizzare per la stima dei singoli parametri necessari per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e sulle ipotesi per il loro eventuale aggiornamento.

In linea generale, l'Autorità ha espresso la propria volontà di calcolare direttamente i valori reali del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, introducendo così una

discontinuità rispetto all'approccio adottato nei precedenti periodi regolatori, in cui i rendimenti nominali del capitale proprio e del capitale di debito, successivamente ponderati e deflazionati, venivano determinati e aggiornati su base biennale.

In particolare, ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio, l'Autorità ha espresso l'intenzione di introdurre un addendo destinato a riflettere il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, denominabile come premio per il rischio Paese (*Country Risk Premium* - CRP), e nel contestuale scorporo di tale elemento dalla componente RF, che esprime il tasso di rendimento di attività prive di rischio.

Per la definizione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sono state ipotizzate due diverse alternative:

- un approccio *forward looking*, basato sui rendimenti *spot*, con fissazione del tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio a un livello minimo, ma superiore a zero (0,5%, in considerazione degli arrotondamenti);
- un approccio che prevede di definire il tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio a un livello ritenuto normale, come desumibile dagli andamenti dei mercati nell'Eurozona prima della crisi del 2008.

Anche per il calcolo del premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium* - ERP) sono state esaminate due diverse ipotesi:

- una prima opzione, coerente con le impostazioni adottate nei periodi regolatori precedenti, prevede che l'ERP sia fissato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo e non dipenda dal livello del tasso di remunerazione delle attività prive di rischio utilizzato ai fini regolatori;
- una seconda opzione, in discontinuità con la prassi adottata nei precedenti periodi regolatori, si fonda sull'individuazione di un tasso di rendimento reale totale di mercato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo; partendo da questa impostazione, l'ERP viene determinato come la differenza tra tale

tasso e il tasso di rendimento delle attività prive di rischio assunto ai fini regolatori.

Con riferimento al costo del debito, l'Autorità ha elaborato l'ipotesi di determinare tale costo come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, di un CRP e di uno *spread* che rifletta l'eventuale maggior rischiosità del debito delle imprese regolate rispetto ai Titoli di Stato.

Nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, l'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di rivedere il livello di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito), tenendo conto delle osservazioni dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale riallineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori europei.

Nel medesimo documento, l'Autorità ha espresso l'intendimento di prevedere meccanismi di aggiornamento del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito. In particolare, per l'eventuale aggiornamento infra periodo del CRP, l'Autorità ha valutato due diverse modalità da applicare con cadenza biennale:

- l'applicazione di una logica di tipo *trigger* ovvero di attivazione dell'aggiornamento solo a condizione che ricorrano determinati presupposti, prendendo a riferimento il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia;
- la previsione di un meccanismo di indicizzazione allo *spread* tra il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia e il tasso di rendimento del *bund* decennale tedesco.

Nel documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com, sono stati illustrati gli indirizzi finali dell'Autorità in merito ai criteri ai quali fare riferimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati quindi approvati i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una revisione delle modalità di determinazione del WACC, sulla base dell'impostazione generale illustrata in fase di consultazione, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari - che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità e andamenti spesso non facilmente prevedibili - ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di stabilità dei mercati finanziari e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra l'ERP e il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio.

Il provvedimento in analisi, che ha fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), ha definito i livelli dei parametri base del WACC validi per tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (rapporto D/E).

L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. Nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuano a essere fondate sul *capital asset pricing model*.

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorporando il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti *spot*; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della media dei tassi di rendimento dei Titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2015, oltre che applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso reale a un livello minimo, ma superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

Il valore dell'ERP per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, e il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) e il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire a inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF. Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale, pari al 6,0%, e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

L'Autorità ha previsto che la stima del coefficiente β sia effettuata distintamente per singolo servizio infrastrutturale, in occasione dei singoli aggiornamenti tariffari di periodo, sulla base delle analisi dei dati relativi alle imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato - considerando anche le imprese che non svolgono in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi - su un periodo di riferimento almeno biennale, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo.

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo - il quale riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso - identificabile come CRP, scorporando contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di valutare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane e i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi

con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium* - DRP).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato a un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel periodo agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli di *gearing* correnti e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, a un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini - comunque non superiori allo 0,5% - a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali e, in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche e ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinato in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'Ires e dell'Irap vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro tc, per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta Ires nel periodo compreso tra il 2011 e il 2015.

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione dello stesso correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger* che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) e,

al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore del gas, ha modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe: di rigassificazione (*Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017* - RTRG, Allegato A alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato e integrato); di trasporto (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* - RTTG, Allegato A alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas); di distribuzione (*Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* - RTDG, Allegato A alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato e integrato); di stoccaggio (*Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* - RTSG, Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10), con specifico riferimento alla modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC.

È stato, altresì, definito il valore del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi. In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto e al 6,6% per il servizio di rigassificazione per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione e al 6,6% per il servizio di misura per gli anni 2016-2018.

La tavola 2.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

TAV. 2.1

Valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

Fonte: AEEGSI.

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

In esito ad un articolato processo di consultazione - che si è risolto nella pubblicazione di numerosi documenti per la consultazione (tra i quali i documenti 5/2015/R/eel, 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, e 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel) - e attraverso diversi incontri tematici, con la delibera 654/2015/R/eel l'Autorità ha approvato sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, sia le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2016. Tra le innovazioni più rilevanti introdotte dalla suddetta delibera figurano:

- l'estensione a otto anni della durata del periodo regolatorio, articolato in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023);
- con riferimento al periodo regolatorio 2016-2019, c.d. "NPR1", la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di 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;
- con riferimento al periodo regolatorio 2020-2023, c.d. "NPR2", l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come successivamente definito.

Con riferimento all'NPR1, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (per esempio, tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (per esempio, i costi di pubblicità e di marketing che non riflettono specifici obblighi normativi). Ai fini della fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, è stato determinato il costo operativo riconosciuto per l'anno 2016 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2014, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite

il fattore di recupero di produttività (c.d. *X-factor*), delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2008-2011, nonché delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2012-2015, ripartite equamente tra gli esercenti e gli utenti delle reti. In merito all'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nell'NPR1, l'Autorità ha confermato l'ipotesi di determinare l'*X-factor*, con l'obiettivo di riassorbire gradualmente, entro il termine dell'NPR1 (vale a dire entro la fine dell'anno 2019), la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, confermando altresì i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- 1,0% per il servizio di misura.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per l'NPR1 la già citata delibera 654/2015/R/eel ha previsto una sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione, basati su formule di riconoscimento del tipo *rate-of-return*, tali da garantire un tasso di remunerazione del capitale certo e predeterminato, limitando gli interventi di modifica:

- alle misure volte a compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag*, ossia del ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, eliminando il precedente meccanismo (basato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto) e includendo nel riconoscimento tariffario il valore degli investimenti dell'anno precedente rispetto all'anno di applicazione della tariffa;
- alla revisione delle vite utili ai fini regolatori delle categorie di cespiti relativi alle linee elettriche (in altissima e alta tensione, media tensione e bassa tensione), nonché alle prese utenti;
- all'aggregazione dei costi relativi alle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio, precedentemente valutati separatamente;

- alla definizione di modalità parametriche per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, riservati alle imprese con meno di 100.000 utenti finali connessi alle proprie reti.

Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto, è stato confermato il criterio di determinazione convenzionale di tale valore in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale pari a 0,1%, inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione.

Ai fini della determinazione delle poste rettificative del capitale, con riferimento al servizio di distribuzione, è stato altresì confermato il criterio di determinazione parametrica di tale valore, in funzione del valore aggregato nazionale riferito alle poste rettificative (come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici) applicato al valore complessivo, al 31 dicembre 2015, delle immobilizzazioni nette materiali e immateriali (al netto dei terreni) e delle immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data.

In merito al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, nel nuovo periodo di regolazione è stata, inoltre, prevista l'esclusione delle immobilizzazioni in corso (LIC) dal valore del capitale investito riconosciuto, introducendo, al contempo, una clausola di salvaguardia per riconoscere, nell'NPR1, la remunerazione esclusivamente con riferimento ai LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti.

Inoltre, sempre con riferimento al servizio di trasmissione, è stato disposto il superamento definitivo degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dall'NPR2 (dal 2020), prevedendo al contempo, nel corso dell'NPR1, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria per gli investimenti rientranti nella tipologia I3 (ossia gli investimenti strategici di sviluppo della RTN, così come definiti dalla tabella allegata alla delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel), relativi all'NPR1, e per gli investimenti rientranti nella tipologia I2 (come individuati dal comma 22.5, lettera b), del TIT), relativi all'NPR1, per i quali è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, nei limiti del costo stimato dell'opera, pari all'1% per 12 anni, e quindi inferiore rispetto a quella riconosciuta per il periodo di regolazione 2012-2015.

A tale meccanismo di incentivazione l'Autorità ha, altresì, affiancato un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti.

Riguardo al servizio di connessione, la delibera in esame ha previsto che:

- si proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
- siano adeguate le norme in materia di localizzazione del punto di misura, in particolare in relazione alla posa centralizzata, nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
- a valere dall'1 gennaio 2017, sia modificato il TIC, al fine di promuovere il livello ottimale di potenza disponibile;
- sia integrata la disciplina delle connessioni, individuando, al fine di facilitare l'ammodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà di quest'ultimo di adeguare tali impianti alle norme o al progresso tecnologico, fatto salvo il preavviso al cliente finale e al venditore.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Acquisizione della rete elettrica di Ferrovie dello Stato italiane da parte di Terna

Con la delibera 22 gennaio 2015, 11/2015/R/eel, l'Autorità, ai fini dell'attuazione dell'art. 1, comma 193, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, ha avviato un procedimento per la valorizzazione della remunerazione degli *asset* di proprietà di Ferrovie dello Stato italiane (FSI), inseriti nell'ambito della RTN. Ciò al fine di determinarne il capitale investito netto, gli ammortamenti e i costi operativi attuali e sorgenti, tenendo conto dei vincoli introdotti dalla legge e in coerenza con i criteri di regolazione tariffaria di cui al TIT. A tal fine l'Autorità ha costituito una commissione indipendente di esperti che, sotto il coordinamento del responsabile del procedimento, ha analizzato i dati e le informazioni di natura tecnica e contabile trasmessi da FSI, e ha verificato le valutazioni sviluppate da Terna in relazione ai benefici netti potenziali, per il sistema elettrico nazionale, derivanti dall'inclusione delle reti FSI nella RTN.

Con la delibera 29 ottobre 2015, 517/2015/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione del valore del capitale investito netto delle reti elettriche di proprietà di FSI, oggetto di inserimento nella RTN, sulla base delle stime dei benefici netti potenziali derivanti da tale operazione, inferiori rispetto al valore degli *asset* calcolato sulla base del costo storico rivalutato. L'Autorità ha previsto di

riconoscere tali *asset*, dal punto di vista tariffario, come un unico cespite, caratterizzato da un sentiero di degrado parametrico che considera una vita utile di 29 anni (pari alla vita utile media residua dei cespiti ammortizzabili). Al fine poi di tenere conto delle specifiche caratteristiche di obsolescenza degli *asset*, nonché del piano degli investimenti di rinnovo, previsto dal gestore del sistema di trasmissione, del tasso di dismissione annuo pari a 0,5%, l'Autorità ha determinato il valore riconoscibile ai fini tariffari dei costi operativi attuali e sorgenti delle reti di FSI, pari a 42,1 milioni di euro, prevedendo di escludere dai costi riconosciuti, a decorrere dal secondo anno, costi pari - *una tantum* - a 2 milioni di euro e fissando un recupero di produttività pari all'1,6% per i primi due aggiornamenti e pari al 4,8% per i successivi nove aggiornamenti. Con la medesima delibera l'Autorità ha, altresì, previsto che il riconoscimento tariffario della remunerazione del capitale investito netto inerente agli *asset* di proprietà di FSI, nonché delle relative quote di ammortamento, avvenga successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte di Terna, secondo il *lag* regolatorio previsto dalla disciplina vigente al momento dell'acquisizione. Con riferimento ai costi operativi, l'Autorità ha previsto che il riconoscimento tariffario sia attuato a partire dal primo anno successivo al perfezionamento dell'acquisizione.

Tariffa del servizio di trasmissione

Con la delibera 20 novembre 2015, 550/2015/R/eel, l'Autorità - in applicazione del meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione vigente ai sensi dell'art. 16, comma 16.3, dell'Allegato A alla delibera 8 settembre 2011, ARG/gas 199/11 - ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2014.

Relativamente all'articolazione della tariffa di trasmissione, i criteri di regolazione introdotti per il nuovo periodo con la delibera 654/2015/R/eel prevedono:

- l'applicazione di una struttura binomia, con una componente in energia (10%) e una in potenza (90%), con riferimento alla tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, assimilati

a punti di interconnessione). La quota potenza della tariffa di trasmissione deve essere determinata utilizzando, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili (per il 2016: novembre 2014 - ottobre 2015), considerando flussi di prelievi di energia dalla RTN il più possibile oggettivi e stabili nel tempo;

- che la componente tariffaria in potenza sia poi applicata alla medesima potenza considerata come *driver* tariffario, eliminando così il connesso rischio volume;
- che il *driver* tariffario relativo alla quota energia sia rideterminato annualmente, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume, sulla base dei volumi di energia di riferimento degli ultimi 12 mesi consuntivati. L'Autorità ha inoltre previsto di valutare, nel corso dell'NPR1, l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, coerenti con quelli impiegati nell'ambito dei Piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi;
- di confermare la struttura e l'articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali, sulla base sia di un criterio di ripartizione dei ricavi in componenti, potenza ed energia coerente con quello adottato per il corrispettivo CTR (ossia la componente tariffaria posta a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla RTN per le imprese distributrici), sia dei meccanismi di perequazione per le imprese distributrici, riproponendo in particolare, considerata l'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, meccanismi di perequazione d'acconto con cadenza bimestrale in corso d'anno.

Con la delibera 654/2015/R/eel l'Autorità ha determinato, tra l'altro, anche le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2016, prevedendo in particolare di:

- includere nella *Regulatory Asset Base* (RAB) le infrastrutture acquisite da Terna nel corso dell'anno 2014 e conseguentemente incluse nel perimetro della RTN¹;
- riconoscere nella tariffa di trasmissione per l'anno 2016 il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche

¹ Ci si riferisce alla linea 380 kV Larino - Termoli Centrale e alla sezione a 380 kV della SE Termoli Centrale.

precedentemente di proprietà di FSI, ai sensi della delibera 517/2015/R/eel;

- includere nei livelli tariffari del 2016, in base a quanto disposto con la delibera 29 maggio 2015, 251/2015/R/eel, l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, i quali afferiscono agli investimenti che rientrano nella tipologia I=3 (investimenti strategici di sviluppo della RTN) esistenti al 31 dicembre 2014, rettificata per tener conto degli interventi sospesi provvisoriamente dal trattamento incentivante.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate tese al riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti (modalità fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (modalità fondata su un regime parametrico). Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha previsto 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 del capitale (remunerazione e ammortamenti).

Per le imprese al di sotto di tale soglia, la richiamata delibera ha previsto che le modalità di attuazione di tale normativa siano definite entro la fine del mese di luglio 2016.

Entro la medesima data l'Autorità definirà, altresì, i criteri parametrici per la correzione del valore degli *asset* da attivare nel caso di aggregazione di imprese distributrici.

Con riferimento alle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, il provvedimento citato:

- ha modificato il TIME allo scopo di prevedere la raccolta, da parte del soggetto responsabile della misura, della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore;
- ha previsto di effettuare ulteriori approfondimenti rispetto alle ipotesi di evoluzione della regolazione del servizio di misura, con l'obiettivo di definire la riforma complessiva entro il mese di luglio 2016;

- ha accorpato gli elementi MIS(RAC) e MIS(VER) a copertura, rispettivamente, dei costi per la raccolta e la validazione dei dati di misura.

In materia di servizio di distribuzione e di misura, la regolazione vigente nel periodo 2012-2015 ha stabilito il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Nel corso del 2015, con le delibere 26 marzo 2015, 127/2015/R/eel e 128/2015/R/eel, l'Autorità ha rettificato le tariffe di riferimento, così come definite dall'art. 7, comma 7.1, del TIT, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli anni 2012, 2013 e 2014, nei confronti di due imprese distributtrici, a seguito dell'individuazione di un errore materiale nelle procedure di calcolo relative alle medesime imprese.

Con la delibera 2 aprile 2015, 146/2015/R/ee, l'Autorità ha provveduto a determinare le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, di cui all'art. 7, commi 7.1 e 7.2 del TIT, per l'anno 2015.

Nel caso in cui le tariffe di riferimento fossero risultate superiori al doppio del valore medio nazionale, l'Autorità, in coerenza con gli anni precedenti, ha ritenuto di approvare dette tariffe in via provvisoria, limitando d'ufficio detti parametri, ove necessario, al triplo del valore medio nazionale e includendo le imprese interessate da tali fenomeni nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, tesa a indagare le cause che hanno portato alla definizione di tariffe di riferimento significativamente più elevate rispetto al valore medio nazionale e il cui iter non fosse risultato perfezionato.

Con la delibera 30 aprile 2015, 195/2015/R/eel, l'Autorità ha determinato, nei confronti di un'impresa distributtrice, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui all'art. 12 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per gli anni tariffari 2012, 2013 e 2014.

Con le delibere 16 luglio 2015, da 352/2015/R/eel a 357/2015/R/eel, l'Autorità ha fornito disposizioni a sei imprese distributtrici per il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui all'art. 12 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per l'anno tariffario 2015.

Infine, con la delibera 30 luglio 2015, 395/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato le disposizioni attuative del meccanismo di promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici di energia elettrica, riferite al periodo di regolazione 2012-2015.

Incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione

A fronte dei recenti sviluppi del sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha previsto che la regolazione tariffaria debba evolvere prestando una sempre maggiore attenzione ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (per esempio, benefici in termini di benessere economico-sociale, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in base a una logica *output-based*.

Nell'ambito del procedimento per la regolazione del quinto periodo regolatorio elettrico, l'Autorità ha sviluppato in quattro documenti per la consultazione (5/2015/R/eel, 255/2015/R/eel, 464/2015/R/eel e 544/2015/R/eel) una serie di proposte finalizzate all'attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali² nei settori della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica. A tal fine si è tenuto conto dei risultati delle preesistenti regolazioni incentivanti gli investimenti sulle reti di trasmissione, dei risultati della sperimentazione sulle *smart grids* condotta a partire dal 2011, delle osservazioni formulate dagli operatori e della presenza di altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione.

Sul tema degli investimenti nelle reti di trasmissione, coerentemente con gli obiettivi definiti nel proprio *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, con il documento per la consultazione 464/2015/R/eel, l'Autorità ha investigato la possibilità di introdurre logiche di tipo *output-based* per lo sviluppo selettivo degli investimenti sulle reti di trasmissione, al fine di massimizzare l'utilità di detti investimenti.

Nel documento, oltre ad analizzare gli effetti delle precedenti decisioni regolatorie sugli investimenti di trasmissione (con capacità di trasporto interzonali e di interconnessione che non soddisfano ancora pienamente le esigenze del mercato), l'Autorità ha individuato difficoltà di natura autorizzativa e, in misura crescente, post autorizzativa. Nel richiamato documento l'Autorità ha evidenziato come i meccanismi incentivanti adottati dal 2004, di tipo *input-based*, pur affinati

dal 2011 in poi abbiano rivelato una *proxy* piuttosto imprecisa dell'utilità per il sistema e, sulla base delle evidenze presentate, ha posto in risalto la necessità di innovare e far evolvere la regolazione per mezzo di nuovi meccanismi, che andranno progressivamente a sostituire gli schemi di tipo *input-based*, prospettando specifiche soluzioni incentivanti transitorie e gradualità.

Nel procedere alle modifiche regolatorie, l'Autorità si è attenuta:

- al principio di salvaguardia degli effetti incentivanti, già preso in considerazione nei precedenti periodi regolatori, durante i quali gli investimenti sono stati completati;
- al principio di miglioramento della regolazione a ogni periodo regolatorio, al fine di perseguire, in questo caso specifico, l'obiettivo strategico, previsto dal *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, di garantire che gli investimenti pianificati risultino compatibili con l'efficienza del sistema e che la loro realizzazione avvenga secondo criteri di economicità.

Con il menzionato provvedimento 654/2015/R/eel, l'Autorità ha confermato anche la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal sotto periodo 2020-2023, prevedendo al contempo, e solo per il sotto periodo 2016-2019, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria degli investimenti c.d. "I-NPR1" (relativi agli interventi strategici della tipologia I=3, già avviati da Terna) e c.d. "O-NPR1" (relativi alle opere di sviluppo da definire più dettagliatamente nel 2017, a valle di analisi costi-benefici aggiornate). L'incentivazione residua è una extra remunerazione del capitale investito, pari all'1% per 12 anni.

Il meccanismo di incentivazione transitoria è stato affiancato da un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti (valido per il medesimo sotto periodo 2016-2019). Nel caso in cui il costo consuntivato dopo l'entrata in esercizio risulti inferiore al costo stimato indicato dall'Autorità, ai sensi dell'art. 20 del TIT, il gestore del sistema di trasmissione ha diritto a un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascun intervento di sviluppo (I-NPR1) o a livello di ciascuna opera di sviluppo (O-NPR1).

² *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, obiettivo OS6.*

Inoltre, l'Autorità ha indicato, come principale strumento per garantire la coerenza tra gli approcci di sviluppo utilizzati in Europa e in Italia, una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis* 2.0 o CBA 2.0). Tale metodologia consentirebbe di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti a elevata utilità per il sistema e identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto costi-benefici e dell'utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

L'Autorità ha, altresì, considerato l'introduzione di meccanismi incentivanti in relazione allo sviluppo della capacità di trasporto interzonale in via sperimentale, che dovrebbero essere preceduti da una fase di definizione delle capacità obiettivo (c.d. *target capacities*) tra zone della rete rilevante. Tali meccanismi riconoscerebbero un premio correlato all'incremento di capacità (fino alla *target capacity*) e all'impatto economico della congestione preesistente.

In fase di consultazione i soggetti interessati hanno manifestato un positivo apprezzamento nei confronti dell'evoluzione dei meccanismi secondo la logica *output-based*, pur sottolineando, in alcuni casi, la difficoltà di individuazione di metriche semplici e dei relativi parametri di valorizzazione, così come, nel caso degli aspetti autorizzativi, la necessità di tenere conto del relativamente limitato ambito di responsabilità del gestore del sistema di trasmissione. Per tali motivi, con la delibera 653/2015/R/eel l'Autorità ha confermato la proposta, già espressa nel documento 464/2015/R/eel, di svolgere successive consultazioni nel corso del 2016 e ha previsto di introdurre in un secondo tempo i meccanismi di incentivazione *output-based*.

In merito all'evoluzione delle reti di distribuzione, in relazione soprattutto al diffondersi della generazione distribuita, la normativa introdotta dall'Autorità fino al 2015 era mirata, da un lato, a sostenere progetti dimostrativi di modalità innovative di gestione delle reti in media tensione e, dall'altro, a garantire la sicurezza, regolando alcuni aspetti specifici connessi allo sviluppo accelerato della generazione distribuita.

In particolare, i risultati dei progetti pilota *smart grids* selezionati dall'Autorità (delibere 25 marzo 2010 ARG/elt 39/10, 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11, e da ultimo la delibera 23 aprile 2015, 183/2015/R/eel, nonché le relazioni finali dei progetti, pubblicate sul sito internet della medesima Autorità) sono stati analizzati nel documento per la consultazione 255/2015/R/eel, al fine di individuare le funzionalità innovative più idonee alla diffusione su larga scala.

In esito a tale consultazione sono stati definiti i meccanismi di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione,

tesa allo sviluppo di sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution systems*) nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, per le quali sono state identificate due funzionalità innovative, in grado di far evolvere le reti di distribuzione secondo il modello *smart distribution systems* su larga scala, senza precludere future iniziative del mercato e lo sviluppo dei servizi di flessibilità:

- la possibilità di monitorare i flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti in media tensione;
- la regolazione della tensione sulle reti in media tensione.

L'implementazione di tali funzionalità è stata affiancata ad un meccanismo di incentivi in modo da accelerarne la messa a punto nelle aree più critiche, caratterizzate dall'inversione di flusso di energia elettrica nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione. L'Autorità ha, inoltre, posto l'attenzione sulle specificità delle reti di distribuzione in aree urbane. Nell'ambito della revisione delle tariffe domestiche, infatti, è stata evidenziata una possibile modifica delle abitudini di consumo e dell'utilizzo della potenza (per esempio, per l'utilizzo di pompe di calore o di piastre a induzione o per la ricarica presso l'abitazione di veicoli elettrici). A fronte di ciò, l'Autorità ha proposto l'introduzione di norme incentivanti (premi/penalità) da sviluppare su proposta dei distributori nel corso del 2016 e a valere per il periodo 2017-2019, legate ai Piani di bonifica, per favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nei condomini. In aggiunta, l'Autorità ha confermato l'utilità delle sperimentazioni volte a testare soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili ma non diffuse su larga scala, prevedendo di individuare opportune forme di incentivazione.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

Il procedimento per la riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica ha offerto a tutti i soggetti interessati molteplici possibilità per intervenire e fornire, quindi, elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità, in attuazione delle previsioni del decreto legislativo n. 102/14. Sulla base degli esiti della consultazione conseguente alla pubblicazione del documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, illustrato nella *Relazione Annuale* 2015, il procedimento si è ulteriormente sviluppato secondo le seguenti fasi:

- L'Autorità ha pubblicato il secondo documento per la consultazione 18 giugno 2015, 293/2015/R/eel, nell'ambito del quale sono stati presentati gli orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita, nonché alla disciplina dell'impegno di potenza, concentrando l'attenzione sulla struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e sulla gradualità di attuazione della riforma;
- nello stesso mese di giugno 2015, l'Autorità ha inviato al Governo e al Parlamento due segnalazioni in merito agli oneri generali di sistema e alcune proposte per la modifica del meccanismo del bonus sociale, indispensabile "ammortizzatore" degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico, nell'ambito dell'intrapresa riforma delle tariffe elettriche applicabili ai clienti domestici. Per una più esaustiva trattazione delle richiamate segnalazioni, si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume;
- il 16 luglio 2015 è stato organizzato un nuovo incontro tra gli Uffici dell'Autorità e i rappresentanti delle associazioni ambientaliste e dei consumatori, per illustrare sinteticamente i contenuti del documento 293/2015/R/eel e per raccogliere le prime considerazioni;
- il 2 dicembre 2015, sulla base delle osservazioni raccolte nell'ambito del processo di consultazione e degli ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha approvato la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, di chiusura del procedimento, che si configura principalmente come un provvedimento programmatico delineante il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva con un predeterminato percorso di gradualità;
- sono state adottate alcune ulteriori delibere che danno l'avvio al percorso di attuazione degli interventi delineati nella delibera 582/2015/R/eel, tenendo altresì conto del nuovo periodo regolatorio iniziato l'1 gennaio 2016 e della disciplina della Bolletta 2.0;
- il 10 marzo 2016 è stata, infine, pubblicata la relazione di Analisi di impatto della regolazione (AIR), nella quale sono state sintetizzate tutte le fasi del procedimento e illustrate le motivazioni sottese al provvedimento finale.

Nell'ambito del secondo documento per la consultazione 293/2015/R/eel, in merito alla definizione della struttura tariffaria non progressiva per i servizi di rete (trasmissione,

distribuzione e misura), l'orientamento finale si è indirizzato verso l'opzione che prevede che anche i costi legati alle attività di distribuzione in media e alta tensione (oltre a quelli per la distribuzione in media tensione) vengano coperti solo dalla quota potenza (€/anno per kW contrattualmente impegnato). Per quanto riguarda la definizione della struttura non progressiva per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, l'indirizzo finale dell'Autorità si è concentrato sull'opzione che prevede una struttura differenziata tra i clienti residenti e quelli non residenti, con il 75% del gettito raccolto in relazione all'energia prelevata (c€/kWh) e il restante 25% raccolto in relazione al numero dei punti di prelievo (c€/punto). Per i clienti residenti la struttura di tali componenti a copertura degli oneri generali (componenti A, che coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico, e UC, che coprono gli ulteriori elementi di costo del servizio elettrico, come per esempio, la perequazione) è di fatto monomia (per kWh di energia prelevata), mentre per i clienti non residenti è binomia (per punto e per kWh di energia prelevata).

Per quanto riguarda gli interventi di modifica della regolazione inerente all'impegno di potenza, l'Autorità si è espressa a favore di misure tese ad aumentare le opportunità di scelta a disposizione dei clienti finali, mediante:

- l'introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto rispetto all'attuale;
- l'azzeramento degli oneri in capo ai clienti finali (contributo in quota fissa) previsti a favore dei distributori per la copertura degli oneri amministrativi in caso di variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata su richiesta dal cliente;
- la messa a disposizione, tramite la bolletta o il portale internet, delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile su base quartoria.

Per quanto riguarda la gradualità di attuazione della riforma, l'Autorità ha presentato due opzioni alternative, entrambe caratterizzate da un percorso che, partendo dall'1 gennaio 2016, si sviluppa nell'arco di due anni (2016 e 2017) e consente di introdurre la struttura tariffaria a regime dall'1 gennaio 2018.

Il procedimento si è concluso con l'adozione della delibera 582/2015/R/eel, che si configura principalmente come un provvedimento programmatico delineante il percorso per mezzo del quale

TAV. 2.2

Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

OPZIONE G2	DALL'1 GENNAIO 2016	DALL'1 GENNAIO 2017	DALL'1 GENNAIO 2018
Servizi di rete	A progressività ridotta	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	Uguale a 2015	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Oneri generali	Uguale al 2015	Struttura transitoria	Nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

Fonte: AEEGSI, documento per la consultazione 293/2015/R/eel.

L'Autorità si appresta a varare la riforma tariffaria richiesta dal legislatore, adottando entro il 2018 la struttura tariffaria elaborata nel secondo documento per la consultazione e seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 2.2. Tale percorso include anche le tappe che riguardano sia l'eliminazione della progressività di poche componenti tariffarie relative ai servizi di rete sia l'implementazione di interventi inerenti alla regolazione della potenza impegnata. Tutto ciò considerando i risultati delle diverse consultazioni.

Le ragioni sottese alla decisione di adottare, a partire dal 2018, una tariffa domestica completamente non progressiva (c.d. "TD"), possono essere sintetizzate come segue:

- mantiene un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane, comunque, molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta;
- contribuisce a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, alla equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili in sito, che attualmente sono fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica;
- non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura non progressiva (come espressamente richiesto dal decreto legislativo n. 102/14, poiché la graduale riduzione dei sussidi

incrociati non coinvolge in alcun modo i clienti appartenenti alla tipologia di utenza non domestica);

- le componenti a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) della struttura tariffaria TD risultano aderenti ai costi dei servizi, così da garantire che a tutti gli utenti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici) sia applicato il medesimo corrispettivo proporzionale all'energia prelevata, relativo solo ai costi della RTN. Infatti, i costi di distribuzione sono recuperati attraverso un corrispettivo proporzionale alla potenza contrattualmente impegnata e i costi di misura sono recuperati attraverso un corrispettivo fisso.

Nelle more della revisione del bonus sociale, prevista dal decreto legislativo n. 102/14, la delibera 582/2015/R/eel ha introdotto ulteriori disposizioni, al fine di tutelare i clienti domestici in situazione di disagio economico. Pertanto, il calcolo delle compensazioni di spesa per la sola fornitura di energia elettrica, valide nel 2016 per i clienti in disagio economico, dovrà avvenire in modo da non comportare né il riconoscimento di importi di compensazione inferiori rispetto a quelli attualmente garantiti né un peggioramento delle condizioni economiche dei clienti a causa della spesa di energia elettrica.

Tale decisione è stata adottata dopo avere verificato che il suddetto temporaneo adeguamento delle regole di aggiornamento:

- da un lato, determinasse un incremento molto contenuto degli oneri, tale da non essere transitoriamente riflesso in un corrispondente aumento della componente tariffaria AS, istituita allo scopo di finanziare il sistema dei bonus destinati ai clienti domestici del servizio elettrico che si trovano in stato di disagio fisico o economico;

- dall'altro lato, risultasse comunque coerente – anche riguardo ai clienti finali per i quali la riforma tariffaria non determinerà un aumento della spesa annua, bensì una diminuzione – secondo il livello di riduzione della spesa sancito dal decreto ministeriale 28 dicembre 2007, fissato nella misura «*indicativamente del 20%*».

Da ultimo, con riferimento alla sperimentazione tariffaria descritta nel successivo paragrafo e in considerazione del percorso di gradualità previsto, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- prorogare di un anno (fino al 31 dicembre 2016) la scadenza ultima prevista dalla delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel, per l'adesione di nuovi clienti,
- avviare un'ulteriore fase di consultazione per verificare la possibilità di includere, nella sperimentazione in atto, ulteriori clienti domestici, in parallelo al dispiegarsi della riforma complessiva della tariffa domestica.

Opportunità tecnologiche di messa a disposizione dei dati

Con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alla messa a disposizione dei dati relativi ai consumi storici ai clienti finali, in attuazione dell'art. 9, comma 6, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14 di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. In particolare, tale norma prevede che «*i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano loro di effettuare controlli autonomi dettagliati*» e, riguardo ai «*dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno*», prevede, tra l'altro, che tali dati siano resi disponibili al cliente finale via internet o mediante l'interfaccia del contatore.

Nel documento per la consultazione l'Autorità ha sviluppato, in particolare, le ipotesi finali in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica, concentrandosi sulle soluzioni tecnologiche che utilizzano i dispositivi collegati al contatore tramite la linea elettrica e sulle soluzioni che utilizzano i dispositivi ad accoppiamento ottico con il contatore. Entrambe le soluzioni utilizzano localmente, in modi diversi, una c.d. "interfaccia del contatore" sia per estrarre dati (non validati dall'impresa distributrice) con un livello di dettaglio maggiore rispetto alle misure trasferite tramite lo strumento

della telegestione, validate e utilizzate per la fatturazione, sia per metterli immediatamente a disposizione dei clienti attraverso opportuni dispositivi.

La soluzione che prevede l'interfaccia tramite la linea elettrica tra un dispositivo e il contatore presenta un vincolo proprietario, in quanto prevede l'utilizzo dello stesso protocollo di comunicazione utilizzato per la telegestione. Finora tale dispositivo è stato testato solo in limitate quantità e nell'ambito di sperimentazioni svolte da Enel Distribuzione.

La soluzione ad accoppiamento ottico, invece, è indipendente dal vincolo proprietario ed è già disponibile sul mercato.

L'Autorità ha espresso l'intenzione di dare massima diffusione a entrambe le soluzioni, in modo non discriminatorio, al fine di perseguire gli scopi indicati dal legislatore, ossia di promuovere una maggiore consapevolezza del consumatore circa il proprio *energy footprint* (impronta di consumo energetico) e di favorire lo sviluppo di servizi aggiuntivi per i clienti finali interessati.

Al riguardo, con specifico riferimento all'ipotesi che prevede l'utilizzo di un'interfaccia tramite la linea elettrica, l'Autorità ha proposto un approccio *market-based*, finalizzato a consentire ai venditori di energia e agli altri soggetti interessati (quali, per esempio, i fornitori di elettrodomestici o di soluzioni di arredo, ESCO – *energy service companies* e gli operatori di telecomunicazione) di includere, su base non discriminatoria ed efficiente, i dispositivi di Enel Distribuzione nelle proprie offerte.

Per i dispositivi ad accoppiamento ottico, invece, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione alcune proposte, allo scopo di impedire manovre di disconnessione di tali dispositivi, ove ciò non sia strettamente necessario ai fini del servizio di misura (per esempio, per le verifiche sul contatore per contrastare le frodi).

Alla luce delle criticità espresse da vari operatori, l'Autorità ha avviato alcuni approfondimenti con l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, così da verificare la compatibilità delle proposte illustrate a un contesto concorrenziale.

Sistemi di smart metering di seconda generazione

Da alcuni anni in Italia sono in funzione i misuratori telegestiti di prima generazione (c.d. "1G"), per la misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti dotati di un proprio impianto di produzione, per la misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. La telegestione ha portato benefici notevoli, quali la

significativa riduzione delle fatture in acconto, la possibilità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di *switching* e l'introduzione di nuovi servizi come il servizio minimo assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in caso di morosità. A fronte dei benefici descritti, sul piano dei costi riconosciuti in tariffa si è iniziato a rilevare un aumento dei costi di capitale e una successiva significativa diminuzione dei costi operativi. La tariffa complessiva di misura per i clienti in bassa tensione nel 2015 è tornata, in termini nominali, all'incirca pari al livello del 2004, con una riduzione, nel periodo 2014-2015, in termini reali, di circa il 20%.

L'art. 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, prevede che l'Autorità, entro il mese di luglio 2016, definisca le caratteristiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligente di seconda generazione (c.d. "2G"), al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni.

A questo scopo, nel 2015 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel, ispirato ai principi della progettazione c.d. "a prova di futuro" (*future-proof design*), la quale contiene l'identificazione di una serie di criteri e di funzionalità che possono essere combinati tra loro per supportare l'innovazione dei processi di fatturazione, pagamento e *settlement* in modo complementare rispetto anche all'evoluzione tecnologica delle reti di distribuzione. Particolare rilievo è attribuito ai criteri di interoperabilità dei misuratori 2G di energia elettrica con i dispositivi di messa a disposizione dei dati ai clienti, poiché tale aspetto risulta cruciale per migliorare l'efficienza energetica del sistema e consentire ai clienti finali di risparmiare elettricità.

A conclusione del procedimento di consultazione, è stata adottata la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, con la quale l'Autorità ha definito le specifiche funzionali dei misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Il provvedimento è ispirato a un approccio *technology-neutral*, che lascia alle imprese distributrici la scelta finale delle tecnologie di comunicazione, sulla base di requisiti funzionali e prestazionali; approccio idoneo, dunque, ad assecondare l'evoluzione tecnologica.

È previsto che inizialmente (c.d. "versione 2.0") i misuratori 2G siano dotati di due canali di comunicazione: il primo "verso il sistema elettrico" – *chain 1* – potrà utilizzare la *Power Line Carrier* (PLC) in banda A, la tecnologia di comunicazione in radiofrequenza a 169 MHz o altre tecnologie TLC; il secondo "verso i dispositivi utente" – *chain 2* – dovrà poter sfruttare almeno la PLC in banda C.

In considerazione degli sviluppi delle tecnologie disponibili, in particolare di quelle legate alla comunicazione, si traccia la possibilità di un'evoluzione incrementale degli stessi misuratori verso una versione avanzata (c.d. "versione 2.1"), caratterizzata da una soluzione tecnologica di comunicazione aggiuntiva, utilizzabile o esclusivamente per la *chain 2* o anche, previo aggiornamento dei livelli attesi di prestazione, per la *chain 1*, nonché dalla possibilità di applicare un limitatore di potenza che consenta di interrompere l'erogazione dell'energia elettrica, in caso di superamento della potenza disponibile, senza l'apertura dell'interruttore magneto-termico e la conseguente necessità di riarmo da parte del cliente finale.

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

Nel corso del 2015 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 551/2015/R/eel del 20 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per gli anni 2011 e 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica Liparese;
- 567/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Germano Industrie Elettriche;
- 568/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica di Favignana;
- 569/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Impianti Elettrici;
- 570/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Impresa Campo Elettricità;
- 571/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica Ponzese;
- 572/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;

- 588/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Linosa;
- 589/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Lampedusa;
- 590/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Marettimo;
- 591/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009 in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.MED.E. Pantelleria.

Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, l'Autorità, nel corso del 2015:

- con la delibera 16 aprile 2015, 169/2015/R/eel, ha rigettato l'istanza presentata da API di inserimento della propria rete di Falconara Marittima nel novero delle RIU, a causa del mancato rispetto delle condizioni di cui all'art. 33 della legge n. 99/09;
- con la delibera 16 aprile 2015, 170/2015/R/eel, ha escluso le reti delle società MEMC *Electronic Materials* e OCV Italia dall'elenco delle RIU;
- con la delibera 30 aprile 2015, 196/2015/R/eel, ha escluso la configurazione impiantistica della società Idroenergia, oggi Sapio - Produzione Idrogeno Ossigeno, dall'elenco delle RIU;
- con la delibera 12 novembre 2015, 535/2015/R/eel, ha individuato in Solvay il gestore della RIU situata nel comune di Alessandria e ha modificato la denominazione della medesima RIU con il nome di *Solvay Specialty Polymers Italy*;
- con la delibera 12 novembre 2015, 536/2015/R/eel, ha individuato in Sarlux il gestore della RIU situata nel comune di Sarroch

(CA), modificando la denominazione della medesima RIU con il nome di Sarlux – Impianti Nord;

- con la delibera 12 novembre 2015, 537/2015/R/eel, ha individuato nella società Sarlux il gestore della RIU situata nel comune di Sarroch (CA).

Con l'approvazione della delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, sono stati definiti i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita, nel caso di sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Nel corso del 2015 i rilievi formulati dall'Autorità già nella *Relazione Annuale* 2014, in merito ai ritardi delle attività di smantellamento (si vedano in proposito le delibere 10 aprile 2014, 168/2014/R/eel, e 6 giugno 2014, 260/2014/R/eel), hanno trovato ulteriore conferma nel programma quadriennale 2015-2018 presentato da Sogin.

Detto programma, infatti, pur presentando un trend crescente, per quanto riguarda i costi delle attività di smantellamento, e una apprezzabile focalizzazione sulle attività più critiche del *decommissioning*, si è rivelato inadatto a compensare i ritardi già accumulati.

Tali ritardi hanno inevitabilmente inciso sulle previsioni di costo per il mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, subendo un incremento di costi rispetto al programma quadriennale precedente (+12% per il solo anno 2015, +7% nel quadriennio).

Sono state così individuate, a partire dal 2015, alcune misure integrative dei criteri di efficienza economica, definiti per gli anni 2013-2016 con la delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, al fine di rafforzare l'efficacia del meccanismo premi/penalità già previsto.

Con la delibera 30 aprile 2015, 194/2015/R/eel, l'Autorità ha pertanto determinato, a preventivo, gli oneri nucleari del 2015, contemplando la possibilità di definire successive modifiche e integrazioni al meccanismo di premi/penalità e ha, altresì, rettificato gli elenchi delle *milestone* 2015-2017.

La successiva delibera 23 luglio 2015, 374/2015/R/eel, ha introdotto alcune modifiche e integrazioni ai criteri di efficienza economica, a partire dall'anno 2015.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari dell'anno 2014, con la delibera 29 maggio 2015, 254/2015/R/eel.

Per quanto riguarda i previsti aumenti di costo relativi al mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, nonché la necessità di far fronte agli esborsi straordinari in relazione ai contratti di riprocessamento nel Regno Unito del combustibile nucleare irraggiato, la componente tariffaria A₂ ha subito un adeguamento al rialzo, ulteriore rispetto a quelli già previsti nel corso del 2014 (cfr. la *Relazione Annuale 2015*, Capitolo 2, Volume II).

In relazione agli oneri di medio/lungo periodo posti in capo alla componente tariffaria A₂, si rileva che il processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi ha subito un rallentamento. Non è stata, infatti, ancora pubblicata la Carta delle aree potenzialmente idonee, primo passo per l'avvio della necessaria consultazione pubblica ai fini della definitiva individuazione del luogo da destinare al Deposito.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A₃)

Nel corso del 2015, nonostante una riduzione degli oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili rispetto all'anno precedente, si sono resi necessari progressivi aumenti della componente tariffaria A₃ (a copertura degli

incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), al fine di ridurre il fabbisogno economico del Conto alimentato dalla medesima componente, nonché di far fronte alle significative esigenze finanziarie presso il GSE, soprattutto in relazione alle modalità di ritiro dei certificati verdi.

Inoltre, per il 2016 è previsto un anomalo e rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione di energia da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi saranno sostituiti da strumenti incentivanti amministrati. Tale anomalia è stata più volte oggetto di segnalazione da parte dell'Autorità (cfr. la relazione dell'Autorità sullo stato dei servizi 12 giugno 2014, 277/2014/I/efr, e la relazione dell'Autorità sullo stato dei servizi 25 giugno 2015, 308/2015/I/efr).

Gli adeguamenti operati nel corso del 2015 dovrebbero consentire di far fronte alle suddette esigenze finanziarie straordinarie nel 2016, soprattutto se il trend positivo dei consumi elettrici, registrato negli ultimi mesi del 2015, verrà confermato.

Con la delibera 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, l'Autorità ha pertanto confermato il valore della componente tariffaria A₃, dopo un anno di adeguamenti al rialzo.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A₃ nel 2015 (dati preconsuntivi) confrontati con quelli del 2014.

ONERI DI COMPETENZA	2014		2015	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	349	2,6	289	2,2
Ritiro certificati verdi	3.218	23,9	3.851	29,6
Fotovoltaico	6.513	48,4	6.233	47,9
Ritiro dedicato	63	0,5	36	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.918	14,3	1.859	14,3
Scambio sul posto	134	1,0	170	1,3
Incentivi amministrati FER	74	0,6	159	1,2
Funzionamento GSE e altro	6	0,04	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.276	91,3	12.599	96,9
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	432	3,2	312	2,4
Oneri CO ₂ assimilate	38	0,3	37	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	57	0,4	38	0,3
Risoluzione CIP6	648	4,8	18	0,1
TOTALE ASSIMILATE	1.174	8,7	405	3,1
TOTALE ONERI A₃	13.450	100,0	13.004	100,0

Fonte: GSE e AEEGSI.

TAV. 2.3

Dettaglio degli oneri A₃

Milioni di euro

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

In merito alle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia, ai sensi dell'art. 39, comma 3, del decreto legge n. 83/12, convertito nella legge n. 134/12, l'Autorità, con la delibera 9 aprile 2015, 160/2015/R/eel, ha confermato integralmente le disposizioni per il riconoscimento delle agevolazioni a tali imprese per l'anno 2014, così come già stabilite dalla delibera 19 marzo 2015, 112/2015/R/eel.

Con quest'ultimo provvedimento, infatti, l'Autorità aveva definito la disciplina per il riconoscimento delle agevolazioni per l'anno di competenza 2014, modificando in parte quanto già disposto con la delibera 24 ottobre 2013, 467/2013/R/eel, per il medesimo anno, riservandosi di intervenire successivamente, alla luce dei risultati del procedimento avviato dalla Commissione europea di verifica della compatibilità delle misure adottate con le norme europee in materia di aiuti di Stato, e rinviando la definizione della disciplina definitiva delle agevolazioni a seguito della chiusura di detto procedimento, ancora in corso. Per il protrarsi del procedimento davanti alla Commissione europea, con la delibera 28 settembre 2015, 452/2015/R/eel, i termini fissati per la pubblicazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica e per l'erogazione delle relative agevolazioni sono stati prorogati al 31 dicembre 2015.

Da ultimo, con la delibera 28 dicembre 2015, 668/2015/R/eel, è stata ulteriormente estesa la proroga di detto termine al 31 marzo 2016 e sono state introdotte ulteriori disposizioni in materia, tra le quali:

- la conferma che le disposizioni di cui alla delibera 467/2013/R/eel, come modificata e integrata dalla delibera 112/2015/R/eel, si applichino fino al 31 dicembre 2015, fatte salve le condizioni che potranno essere poste dalla Commissione europea in esito alla conclusione del procedimento;
- il rimando a un successivo provvedimento per l'integrazione delle disposizioni applicative in materia di oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dalla competenza 2016;
- la previsione che, a partire dall'1 gennaio 2016, le aliquote delle componenti tariffarie A_2 (a copertura dei costi per le attività di smantellamento delle centrali nucleari dismesse e per la chiusura del ciclo del combustibile nucleare), A_3 (a copertura del sistema di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

o assimilate), A_4 (a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario), A_5 (a copertura delle attività di ricerca in aree di interesse del sistema elettrico nazionale) e A_s (a finanziamento del sistema dei bonus destinati ai clienti domestici del servizio elettrico), applicabili ai consumi mensili eccedenti gli 8 GWh in media tensione e ai consumi mensili eccedenti i 12 GWh in alta e altissima tensione, nonché tutte le aliquote della componente tariffaria AE siano poste pari a zero per tutti i punti di prelievo.

Con la successiva delibera 17 marzo 2016, 120/2016/R/eel, l'Autorità ha prorogato le attività inerenti alla pubblicazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica nel 2014 e la conseguente erogazione delle relative agevolazioni, a data da determinarsi in esito al perfezionamento, da parte di CSEA, degli adempimenti attuativi posti a suo carico dalla delibera 668/2015/R/eel. Infine, con la delibera 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge n. 210/15, come convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21. La nuova formulazione della norma attribuisce all'Autorità un mandato molto più ampio rispetto a quello che le era stato inizialmente conferito dal decreto legge n. 210/15 e attuato con la delibera 14 gennaio 2016, 13/2016/R/eel, la quale prevedeva l'introduzione di una struttura trinomica degli oneri generali di sistema per i soli clienti connessi alla rete di alta e altissima tensione. Conseguentemente, l'Autorità ha stabilito di rendere disponibili, nell'ambito del procedimento di cui sopra, uno o più documenti per la consultazione, al fine di raccogliere i contributi dei soggetti interessati, relativamente ai quali la nuova regolazione produrrà i suoi effetti.

Disposizioni del decreto legge n. 91/14

La rimodulazione degli oneri di sistema, definita nel decreto legge n. 91/14, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, secondo le disposizioni introdotte dalle delibere 29 dicembre 2014, 674/2014/R/eel e 675/2014/R/com, come modificata dalla delibera 25 giugno 2015, 302/2015/R/com, è avvenuta mediante la definizione degli importi da destinare, a partire dall'1 gennaio 2015, alla riduzione

delle componenti tariffarie per gli utenti beneficiari di cui all'art. 23, commi 1, 2 e 3, del decreto legge n. 91/14 (utenti in bassa tensione con potenza impegnata superiore a 16,5 kW e utenti in media tensione).

Nel corso del 2015 le sopra menzionate riduzioni, ai sensi di quanto previsto dal decreto legge n. 91/14, non hanno trovato applicazione per i punti di prelievo in bassa e media tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica (si veda in proposito la *Relazione Annuale 2015*, Capitolo 2, Volume II).

In relazione al 2016, poiché con la delibera 668/2015/R/eel l'Autorità ha sospeso la regolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dall'1 gennaio 2016, la distinzione tra i punti in media tensione nella titolarità delle imprese a forte

consumo di energia elettrica e gli altri punti in media tensione non è più applicabile a partire dalla stessa data. Peraltro, un aggiornamento delle riduzioni, di cui alla delibera 675/2014/R/com, avrebbe richiesto una puntuale determinazione dei consumi delle imprese a forte consumo di energia elettrica, allo stato improcedibile.

Con la delibera 657/2015/R/com, l'Autorità ha confermato le riduzioni, a partire dall'1 gennaio 2016, delle componenti tariffarie di cui al decreto legge n. 91/14, come calcolate nella medesima delibera, prevedendo che dette riduzioni siano transitoriamente applicate a tutti i clienti forniti in media tensione e in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, senza distinzione tra le utenze nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica e le altre utenze.

Integrazione del mercato all'ingrosso e investimenti nelle infrastrutture di rete

Nel 2015 le attività dell'Autorità tese all'integrazione del mercato elettrico italiano in quello europeo, oltre a quelle svolte in collaborazione con le altre Autorità di regolazione europee, di cui si è dato conto nel Capitolo 1 di questo Volume, hanno riguardato l'implementazione del regolamento (CE) 1222/15 recante *Linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni*, entrato in vigore nel mese di agosto 2015.

Designazione del NEMO

Il regolamento *Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM), entrato in vigore il 14 agosto 2015, ha reso il *market coupling* (ossia, l'allocazione implicita della capacità di trasporto) l'unica possibile modalità di allocazione della capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera e ha introdotto l'obbligo, a livello nazionale, di nominare uno o più *Nominated Electricity Market Operators* (NEMO) ovvero dei gestori di mercati organizzati cui è affidato il compito di dare

esecuzione al *market coupling* giornaliero e infragiornaliero. Pertanto l'Autorità è intervenuta nella procedura di nomina del NEMO, formulando il 6 agosto 2015 un parere al Ministro dello sviluppo economico, dopo avere verificato il rispetto da parte del Gestore dei mercati energetici (GME) di tutti i requisiti previsti dall'art. 6 delle *Linee guida* CACM. La procedura ordinaria di nomina di un NEMO per ogni *bidding zone* poteva essere derogata qualora, al momento dell'entrata in vigore del regolamento stesso, fosse in essere un monopolio legale per i servizi di negoziazione *day-ahead* e *intraday*. In tal caso, lo Stato membro avrebbe dovuto darne notizia alla Commissione europea entro due mesi dall'entrata in vigore. Il Ministero dello sviluppo economico, con comunicazione del 26 maggio 2015, ha informato l'Autorità di voler attivare la procedura speciale per la designazione del GME quale NEMO per l'Italia, previo parere dell'Autorità, notificando alla Commissione europea il monopolio legale del GME nella gestione dei servizi di negoziazione.

Valutate le informazioni ricevute dal GME, l'Autorità ha reso al ministero un parere positivo in ordine al rispetto dei requisiti previsti dal regolamento CACM.

Market coupling con Francia, Austria e Slovenia

In conformità con quanto previsto dal regolamento CACM, come illustrato nel paragrafo precedente, l'Autorità italiana già nel luglio 2014 aveva aderito all'iniziativa, avviata a livello europeo, di implementazione anticipata volontaria al progetto di *market coupling*, nell'ambito delle attività della Iniziativa regionale Centro-Sud Europa, prospettando i primi orientamenti in materia nel documento per la consultazione 24 luglio 2014, 356/2014/R/eel. Con la delibera 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato il *market coupling* sulle frontiere italiane relativamente alle interconnessioni Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia; in relazione agli ulteriori Paesi della regione Centro-Sud, il provvedimento specifica che il *market coupling* sulla frontiera Italia-Svizzera sarà implementato successivamente alla definizione degli accordi in materia di energia tra la Confederazione elvetica e l'Unione europea, mentre quello sulla frontiera Italia-Grecia, al momento unico altro mercato elettrico confinante, sarà implementato a seguito della revisione delle peculiari caratteristiche tecniche del mercato ellenico, che a oggi ne limitano le possibilità di integrazione.

Nello specifico, il 25 febbraio 2015 ha avuto avvio effettivo l'allocatione giornaliera dei diritti di capacità di trasporto sulle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria, attraverso un'asta implicita, mentre sulla frontiera Italia-Slovenia tale meccanismo era già in uso dall'1 gennaio 2011. Le tre frontiere nord italiane sono entrate, così, a far parte del progetto *Multi Regional Coupling* (MRC), che include anche le frontiere appartenenti alle regioni elettriche dell'Europa nordoccidentale (Francia, Germania, Olanda, Belgio, Lussemburgo, Regno Unito, Scandinavia), dei Paesi baltici, dell'Europa sudoccidentale (Spagna e Portogallo), nonché la frontiera tra la Polonia e la Svezia. Complessivamente il progetto MRC comprende 19 Paesi europei, il cui consumo elettrico aggregato su base annua ammonta a circa 2.800 TWh, mentre il volume negoziato su base giornaliera si aggira intorno ai 4 TWh, per un controvalore di circa 150 milioni di euro.

Nel merito, l'allocatione giornaliera dei diritti di trasporto in ambito MRC si conforma a un criterio decentrato ed è organizzata sulla base di due distinte funzioni:

- la funzione di operatore del *market coupling* (indicato come MCO nel regolamento europeo CACM), che consiste principalmente nel trovare un equilibrio di mercato determinando i prezzi per ciascuna zona di offerta;
- la funzione di operatore nazionale del mercato elettrico (NEMO), che consiste nel raccogliere le offerte dei partecipanti al mercato, inviarle all'MCO, ricevere da questi gli esiti del calcolo dell'equilibrio di mercato, trasmetterli ai partecipanti e infine liquidare e regolare le partite economiche.

La funzione dell'MCO è svolta grazie all'utilizzo di un algoritmo di risoluzione del mercato, *Euphemia* (*EU Pan-european hybrid electricity market integration algorithm*), sviluppato nell'ambito del progetto *Price coupling of regions* (PCR), cui ha preso parte anche il GME.

Le Borse che hanno partecipato a questo progetto in qualità di membri a pieno titolo (c.d. *full member*) esercitano la funzione di operatore del *market coupling* MCO a rotazione, in modo che in ogni periodo ci sia un unico responsabile dei risultati del mercato; alle altre Borse *full member* spetta, invece, il compito di controllare i risultati e fornire un *back up* in caso di problemi. La funzione di operatore nazionale del mercato elettrico (NEMO) è svolta in parallelo, in modo decentrato ma coordinato, dalle singole Borse, nelle fasi di pre e post *coupling*; in particolare tale funzione prevede la liquidazione e la regolazione delle partite economiche sia tra le Borse e i partecipanti al mercato sia tra le stesse Borse. Le procedure da espletare nelle fasi di pre e post *coupling* sono state codificate all'interno di specifici accordi tra Borse e gestori di rete TSO (*Transmission System Operator*) appartenenti all'*Italian border working table* (IBWT). Inoltre, l'adesione all'MRC ha richiesto la sottoscrizione di un accordo per la gestione delle attività operative (*Day ahead operational agreement*) tra tutte le Borse e i TSO aderenti del progetto. Tutti gli accordi sottoscritti da Terna e dal GME sono stati verificati positivamente dall'Autorità con la delibera 45/2015/R/eel.

Prezzi negativi

Il regolamento CACM prevede che, entro 18 mesi dalla sua entrata in vigore, tutti gli operatori nazionali del mercato elettrico (NEMO), nel caso italiano il GME, in collaborazione con tutti i gestori di rete TSO, nel caso italiano Terna, elaborino una proposta per

l'armonizzazione, a livello sovranazionale, dei prezzi di equilibrio massimi e minimi (*cap* e *floor*) per l'MGP e il Mercato infragiornaliero (MI) che dovrà essere approvata da tutte le Autorità di regolazione. Il CACM, inoltre, prevede che, sempre entro 18 mesi dall'entrata in vigore, i NEMO elaborino una proposta comune sui prodotti negoziabili sull'MGP sull'MI.

Attualmente nel mercato italiano le offerte in acquisto sul mercato elettrico (MGP e MI) sono limitate amministrativamente da un limite superiore (*cap*), quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh e un limite inferiore (*floor*), pari a 0 €/MWh. Inoltre, sono attualmente negoziabili solo prodotti semplici, che specificano un unico prezzo per un determinato volume di energia su base oraria.

Tuttavia, a partire da febbraio 2015 il mercato italiano è "accoppiato" con i mercati tedesco (tramite la frontiera austriaca) e francese, che invece adottano i limiti più comuni di +3.000 €/MWh e -500 €/MWh e consentono di negoziare prodotti "complessi". Pertanto, anche considerato che implementare il *market coupling* senza armonizzare i limiti di prezzo potrebbe generare possibili inefficienze nella gestione della capacità transfrontaliera in alcune condizioni particolari, con la delibera 45/2015/R/eel l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti aventi a oggetto la possibilità di riconsiderare limiti di prezzo sull'MGP e sull'MI. Con il documento per la consultazione 14 dicembre 2015, 605/2015/R/eel, che si inquadra nell'ambito della formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti in merito all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano, in coerenza anche con quanto previsto dal regolamento (CE) 2015/1222. Considerando che la possibilità di presentare offerte con prezzi negativi consente di affrontare condizioni di eccesso di offerta di energia elettrica a prezzo nullo secondo criteri di merito economico, il documento illustra alcuni elementi che caratterizzano l'introduzione dei prezzi negativi nei diversi mercati (MGP, MI, MSD, Mercato di bilanciamento - MB, contratti bilaterali). In particolare, vengono avanzate considerazioni in merito all'introduzione, nei soli mercati MGP ed MI, di un *floor* pari a -500 €/MWh, coerentemente con quanto già in essere nei mercati elettrici del Centro e del Nord Europa aderenti al progetto: l'ipotesi di ammettere prezzi negativi in questi due mercati implicherebbe la possibilità che anche i prezzi di sbilanciamento possano assumere valori negativi a prescindere dall'ammettere offerte di prezzo negative sull'MSD.

Nel documento viene, dunque, considerata anche la possibilità di introdurre un *floor* negativo pure nell'MSD per le offerte a scendere (caso in cui i soggetti abilitati presentino offerte di acquisto di energia precedentemente venduta nei mercati dell'energia), consentendo così agli operatori di formulare offerte di prezzo che meglio riflettono i loro costi, inclusi quelli di spegnimento (costo S), così da rendere più competitivi gli impianti di produzione maggiormente flessibili. Il menzionato documento considera, quindi, gli effetti dell'introduzione dei prezzi negativi sui contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma conti energia (PCE), sulla disciplina degli impianti essenziali, che beneficiano della priorità di dispacciamento, e sulla generazione incentivata. Infine, il documento riporta alcune considerazioni in merito all'esercizio del potere di mercato, che l'introduzione di prezzi negativi potrebbe favorire e per cui potrebbe essere richiesta maggiore trasparenza nella selezione delle offerte, nonché nel monitoraggio della formazione dei prezzi e della eventuale definizione di misure di mitigazione.

Progetto pilota intraday Italia-Slovenia

Nell'agosto 2015 le Borse dell'energia e i gestori dei sistemi di trasmissione di Italia e Slovenia hanno inviato alle rispettive Autorità di regolazione la proposta di avvio di un progetto pilota bilaterale per l'allocazione implicita della capacità, simile a quella già in vigore nell'MGP dal 2011, nell'ambito del mercato elettrico transfrontaliero. In vista dell'entrata in vigore del regolamento (CE) 1222/15, il progetto risulta non solo coerente con esso ma permette anche di sperimentare alcune soluzioni volte a superare i meccanismi di allocazione esplicita negli MI con i Paesi confinanti, così come previsto dalla delibera 5 febbraio 2015, 33/2015/R/eel. Il progetto si pone, infatti, l'obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) che, per quanto prevista dal regolamento CACM nelle aste regionali, non ha a oggi riscosso attenzione in Europa; tale soluzione, tra l'altro, permetterebbe di risolvere il problema della valorizzazione della capacità allocata nell'MI, al quale il puro *continuous trading* - modello di negoziazione continua previsto dal medesimo regolamento - non offre attualmente alcuna soluzione basata sul mercato. Il 25 settembre 2015, con una lettera congiunta del regolatore sloveno, l'Autorità italiana ha confermato alle Borse e ai gestori dei sistemi di trasmissione dei due Paesi l'interesse per l'iniziativa, chiedendo l'avvio tempestivo della fase di progettazione e di sperimentazione.

Diritti di trasporto allocati su base mensile e annuale – Nuovo regime di firmness

Sulla base della *Roadmap* per l'implementazione del mercato elettrico europeo, predisposta nell'ambito delle Iniziative regionali e ratificata con l'*Electricity Florence Forum*, la Commissione europea e l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali per l'energia (ACER) hanno invitato l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) a redigere, per il 2016, le regole di allocazione dei diritti della capacità di trasporto di lungo termine (per mezzo di aste annuali e mensili), che prevedano dei meccanismi di allocazione il più possibile armonizzati a livello europeo. ENTSO-E ha pubblicato il documento per la consultazione *Draft allocation rules for forward capacity allocation* il 2 marzo 2015, con inclusi 19 allegati che indicano l'ambito di applicazione a livello regionale. Tali *allocation rule*, come proposte da ENTSO-E, prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un regime armonizzato di compensazione dei diritti di importazione, allocati su base annuale e mensile, che non possono essere utilizzati a seguito di interventi di riduzione della capacità (*curtailment*) da parte dei TSO, c.d. "regime di *firmness*"³, stabilendo che:

- per i confini sui cui è attivo il *market coupling*, già per il 2016 si adotti, su base volontaria, una regola di compensazione in caso di *curtailment* (o impossibilità di utilizzo), basata sul differenziale di prezzo degli MGP, superando in tal modo l'attuale regola che prevede la restituzione del prezzo d'asta originariamente pagato dagli operatori;
- in caso di *curtailment* su una frontiera, la compensazione sia vincolata a un massimale mensile pari alla rendita di congestione raccolta su quella frontiera.

Con il documento per la consultazione 21 maggio 2015, 239/2015/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito alla eventuale revisione delle modalità di compensazione economica riconosciuta agli assegnatari dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto transfrontaliera, in caso di riduzioni della capacità disponibile (compensazione al prezzo

d'asta), sottolineando come, al fine di contenere i potenziali oneri per il sistema derivanti dalla compensazione dei diritti oggetto di limitazione, sarebbe contestualmente necessario valutare l'applicazione di una riduzione dei volumi di diritti allocati su base annuale e mensile. A seguito dell'analisi delle osservazioni presentate al menzionato documento, l'Autorità, quale regolatore leader dell'Iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa, con la lettera del 17 luglio 2015 ha provveduto a fornire all'ACER e a ENTSO-E alcune indicazioni, concordate tra i regolatori della suddetta regione (ivi inclusa la Svizzera), ai TSO operanti sui confini italiani per la finalizzazione delle regole d'asta, con particolare riferimento al regime di *firmness* sui confini italiani. Nello specifico:

- in via sperimentale, i regolatori di Italia, Francia e Slovenia si sono resi disponibili ad adottare, sui rispettivi confini e solo per l'anno 2016, il nuovo regime di compensazione al *market spread* abbinato al *cap* mensile rappresentato dalle rendite di congestione relative ai medesimi confini, operando contestualmente una modesta riduzione dei volumi di diritti allocabili su base annuale e mensile, pur sempre nella logica di massimizzare, nel loro complesso, i volumi di capacità di interconnessione resi disponibili al mercato, ai sensi del regolamento europeo (CE) 714/2009;
- sul confine Italia-Austria i regolatori competenti ritengono opportuno mantenere in vigore la regola attuale di compensazione al prezzo d'asta anche per il 2016. Tale regola troverà applicazione pure sui confini per i quali non è attivo il *market coupling* (Italia-Grecia e Italia-Svizzera).

Con la delibera 14 ottobre 2015, 483/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato per il 2016 la proposta di regole *Allocation rules for forward capacity allocation* di ENTSO-E, ivi incluse le nuove regole armonizzate di *firmness* da applicare ai confini italiani.

Investimenti in nuove infrastrutture

La Commissione europea, nell'ambito dei gruppi regionali previsti dal regolamento infrastrutture, ha coordinato nel corso del 2015 la selezione dei progetti di interesse comune, che ha condotto nel novembre del 2015 all'adozione della c.d. "seconda lista PCI

³ Con tale termine, nell'ambito delle allocazioni di diritti di utilizzo della capacità di trasporto, si indica il grado di "garanzia di utilizzabilità" associato al diritto allocato.

2015"⁴. Il regolamento infrastrutture individua tre aspetti su cui le Autorità di regolazione sono chiamate a esprimersi:

- la valutazione sull'analisi costi/benefici del progetto candidato;
- la valutazione della rilevanza *cross-border*;
- la valutazione della applicazione dei criteri definiti dallo stesso regolamento in materia di eleggibilità (necessità del progetto, impatto *cross-border* del progetto, benefici superiori ai costi, presenza nel Piano europeo precedente, chiamato *Ten year network development plan* - TYNDP) e in materia di merito (contributo del progetto a integrazione dei mercati, concorrenza, sostenibilità, sicurezza).

Le Autorità nazionali si sono raccordate in ambito ACER per effettuare una valutazione coerente a livello europeo e coordinata tra tutti i regolatori interessati da ciascun progetto; inoltre hanno collaborato alla stesura della Opinione finale dell'ACER sulle liste proposte dalla Commissione.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

Con la delibera 251/2015/R/eel l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli investimenti strategici di sviluppo della RTN per l'anno 2014, nonché il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione; inoltre, con lo stesso provvedimento ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2014, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2016.

Con la delibera 30 luglio 2015, 397/2015/R/eel, l'Autorità ha aggiornato sia il perimetro degli investimenti I=3 e le relative *milestone* sia le date obiettivo, approvate con la delibera 40/2013/R/eel sulla base della proposta formulata da Terna, prevedendo, tra l'altro, di non accogliere la proposta di revoca della sospensione provvisoria dell'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Balceni" dal novero degli interventi I=3, al fine di considerare gli elementi di incertezza realizzativa e di costo

che ancora permangono. Al riguardo, l'Autorità ha subordinato l'eventuale riammissione al trattamento incentivante, in esito a una valutazione positiva dello stesso nella sua configurazione tecnica, economica e temporale aggiornata; ciò, comunque, successivamente alla concreta definizione della possibilità di riduzione dell'impatto tariffario dell'intervento, mediante il finanziamento dell'opera in regime di *interconnector*, secondo quanto previsto dalla legge n. 99/09.

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

Con il parere 21 maggio 2015, 238/2015/I/eel, l'Autorità ha trasmesso al Ministro dello sviluppo economico gli esiti delle valutazioni in merito agli schemi di Piano decennale per gli anni 2013 e 2014, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11, prevedendo, in particolare, di proseguire il percorso di consultazione pubblica dei soggetti interessati anche con riferimento allo schema di Piano decennale di sviluppo relativo all'anno 2015. L'analisi verterà, in particolare, sulla rispondenza del medesimo Piano alle prescrizioni dell'Autorità relative ai requisiti minimi di trasparenza e completezza (Sezione 2 dell'Allegato A al parere 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel, al Ministro dello sviluppo economico in merito alla valutazione dell'Autorità sullo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, anno 2012). Proseguirà, inoltre, il confronto tra gli Uffici dell'Autorità e Terna in tema di evoluzione dell'analisi costi benefici (ACB), tenuto conto degli sviluppi dei TYNDP europei, delle relative metodologie di definizione degli scenari e delle analisi costi e benefici condotte sempre in ambito europeo, prima di aggiornare le prescrizioni e le raccomandazioni ai fini della predisposizione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN.

Nel mese di novembre 2015 l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015. Nell'ambito della consultazione è stata organizzata dall'Autorità, il 20 gennaio 2016, una sessione pubblica di presentazione dello schema, a beneficio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico.

⁴ Commission Delegated Regulation (EU) 2016/89 of 18 November 2015 amending Regulation (EU) 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest.

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

In conformità a quanto stabilito dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, con il rapporto 17 dicembre 2015, 630/2015/II/eel, l'Autorità ha esaminato l'andamento dei mercati dell'energia elettrica a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, fornendo un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi all'anno 2014.

Nello specifico, tale analisi ha evidenziato come nel corso del suddetto anno sia proseguita la fase discendente del ciclo degli investimenti in capacità di generazione termoelettrica, in risposta alla perdurante congiuntura negativa dei consumi e alla pressione concorrenziale esercitata dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Con riferimento ai singoli mercati è emerso, inoltre, che:

- sul mercato a pronti il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica ha segnato il livello annuale più basso dalla nascita della Borsa elettrica, riducendo la distanza dai prezzi più competitivi degli altri mercati europei;
- sull'MSD i costi sostenuti da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico, in presenza di un'accentuata volatilità della produzione e di un ulteriore calo della domanda, sono leggermente aumentati rispetto all'abbassamento già elevato

del 2013 per l'effetto combinato delle seguenti principali variazioni:

- è diminuito l'onere per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, anche in conseguenza di una maggiore competitività degli impianti termoelettrici;
- è aumentato il valore del saldo economico tra lo sbilanciamento complessivo del sistema e l'energia necessaria per la sua copertura, rispecchiando sia la limitata *cost-reflectiveness* dei corrispettivi di sbilanciamento sia i comportamenti adottati da alcuni operatori per trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e i costi effettivamente sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse;
- dopo il calo registrato nel 2013, i volumi negoziati sui mercati a termine sono nuovamente aumentati nel corso del 2014; in particolare, sono cresciute le transazioni sulle Borse e sulle piattaforme di brokeraggio, mentre sono diminuite le transazioni bilaterali in senso stretto ovvero senza intermediazione.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Per quanto riguarda l'approfondimento dell'attività svolta dall'Autorità in materia di monitoraggio del mercato al dettaglio nel settore dell'energia elettrica, si rinvia al Capitolo 3 di questo Volume.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi

Con la delibera 539/2015/R/eel l'Autorità ha regolato i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di SDC, dando seguito al documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 644/2014/R/eel.

Nella sua parte iniziale tale delibera razionalizza il quadro definitorio in materia di reti elettriche, distinguendo tra reti pubbliche e SDC (a loro volta distinti tra RIU, come definite dalla legge n. 99/09 e altri SDC (ASDC), tenendo conto della disciplina comunitaria e della normativa nazionale vigente in materia.

La stessa definizione di SDC è stata ripresa dalla direttiva 2009/72/CE, tenendo altresì conto degli ulteriori chiarimenti applicativi resi disponibili dalla Commissione europea con la nota integrativa 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*. Proprio dalla normativa comunitaria emerge che gli SDC, quanto alla natura dell'attività esercitata, sono sistemi di distribuzione realizzati all'interno di un sito geograficamente limitato. Essi possono essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni quali, per esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento. Gli utenti connessi agli SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condizionali o i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica.

La delibera 539/2015/R/eel prevede, pertanto, che il gestore di un SDC sia considerato a tutti gli effetti un distributore di energia elettrica, impostando tutta la regolazione in tal senso, ferme restando le deroghe consentite dalla direttiva 2009/72/CE, finalizzate a garantire maggior flessibilità al gestore di un SDC senza che questi sia tenuto ad applicare le tariffe definite dall'Autorità per l'utilizzo delle proprie reti. Ai fini dell'individuazione dell'ambito

territoriale degli SDC, la delibera 539/2015/R/eel fa riferimento all'estensione che tali sistemi avevano alla data del 15 agosto 2009 (data di entrata in vigore della legge n. 99/09), senza aggiungere considerazioni in merito alla realizzabilità di nuovi SDC. Tale riferimento temporale è esplicito per quanto riguarda le RIU mentre, in relazione agli ASDC, deriva dal recepimento della direttiva 2009/72/CE in materia di SDC. Infatti, il decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della citata direttiva ha previsto che gli SDC fossero le RIU nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'art. 30, comma 27, della legge n. 99/09, richiamando con ciò la stessa legge n. 99/09 senza nulla esplicitare in merito alla possibile realizzazione di nuovi SDC. La realizzazione di nuovi SDC, non già esplicitamente ammessi nell'ordinamento nazionale, richiede il completamento del quadro normativo; diversamente, si configurerebbe un conflitto interpretativo con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il quale prevede che in Italia l'attività di distribuzione è assegnata in concessione e non possono coesistere più imprese distributrici in ciascun comune (al riguardo, si rinvia alla segnalazione 17 luglio 2014, 348/2014/I/eel, al Governo e al Parlamento, illustrata nella *Relazione Annuale* 2015).

Sulla base di quanto già richiamato, la delibera 539/2015/R/eel, tra l'altro:

- prevede l'aggiornamento dei registri delle RIU già individuate con la delibera 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, come successivamente modificata e integrata, indicando il 30 giugno 2016 come data ultima entro cui si possa richiedere l'inserimento di una rete privata nel novero delle RIU, a condizione che la rete in questione abbia rispettato i requisiti necessari per essere qualificata come tale al 15 agosto 2009;
- prevede l'istituzione del registro degli ASDC nel rispetto dei requisiti previsti dalla direttiva 2009/72/CE e facendo riferimento alla loro estensione territoriale alla data del 15 agosto 2009;

- regola le condizioni sulla base delle quali viene garantito agli utenti di un SDC l'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, dando con ciò attuazione al decreto ministeriale 10 dicembre 2010. Il libero accesso al sistema elettrico si estrinseca sotto forma di accesso al solo libero mercato (finalizzato a consentire all'utente di usufruire di un fornitore diverso dal fornitore storico operante nello SDC) ovvero di accesso a tutti i servizi afferenti al sistema elettrico, in esito al quale l'utente di un SDC diventa a tutti gli effetti un utente della rete pubblica;
- definisce i criteri con i quali sono individuate le reti private, ivi inclusi gli SDC, che devono essere messe a disposizione del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio, dando con ciò attuazione al decreto ministeriale 10 dicembre 2010. È stata rimandata a un successivo provvedimento la definizione delle condizioni economiche sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire delle predette reti elettriche per l'erogazione del pubblico servizio;
- esplicita i criteri sulla base dei quali gli SDC, già individuati come tali, possono evolvere nel tempo in termini di utenti a essi connettabili senza che venga meno il rispetto della loro definizione.

Inoltre, la delibera 539/2015/R/eel:

- regola i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso degli SDC, affinché siano erogati nel modo più simile possibile a quello previsto per le reti pubbliche, considerato che un SDC è a tutti gli effetti un sistema di distribuzione;
 - prevede, quindi, che i punti di connessione degli SDC alla rete pubblica non siano più considerati come punti di connessione di clienti finali, ma come punti di interconnessione tra reti elettriche;
 - prevede che i gestori degli SDC identifichino i punti di connessione dei clienti finali e dei produttori alla propria rete applicando la regolazione già vigente per le altre imprese distributrici (ivi incluso il rilascio dei relativi codici POD, l'accesso al Sistema informativo integrato e al sistema GAUDI);
 - concede ai gestori degli SDC più flessibilità rispetto alle altre imprese distributrici nell'erogazione dei servizi di connessione e di misura, salvaguardando l'applicazione di alcuni principi per garantire il corretto funzionamento del sistema elettrico nazionale nel suo complesso;
- prevede, come consentito dalla direttiva 2009/72/CE, che i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione siano definiti dai gestori dell'SDC, escludendo al tempo stesso tali gestori dai meccanismi di riconoscimento dei costi e di perequazione posti in essere dall'Autorità, e fatto salvo il potere dell'Autorità di intervenire con opportune misure volte a tutelare l'utente dell'SDC da eventuali condotte lesive del gestore;
 - esonera i gestori degli SDC dall'applicazione della regolazione in materia di qualità del servizio, in coerenza con quanto già previsto dalla legge n. 99/09 per le RIU;
 - prevede che il servizio di dispacciamento sia erogato alle singole unità di produzione e consumo connesse alle RIU, dando attuazione a quanto previsto dalla legge n. 99/09. Peraltro, simile previsione è coerente con il diritto di cui godono gli utenti finali di accedere liberamente ai servizi del sistema elettrico, atteso che l'esercizio di tale diritto richiede che l'utente sia ben identificabile e visibile dal sistema elettrico in modo univoco (ossia che il dispacciamento trovi applicazione per ogni punto di connessione tra i singoli utenti finali e la rete privata stessa);
 - dispone che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione all'energia elettrica consumata dai singoli clienti finali presenti nello SDC, con l'unica eccezione delle RIU, per le quali all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica si applica solo il 5% della parte variabile delle predette componenti, dando con ciò attuazione al decreto legge n. 91/14;
 - stabilisce che le componenti tariffarie di trasporto nonché quelle a copertura degli oneri generali di sistema, quantificate dal gestore dell'SDC per ogni cliente finale come sopra richiamato, siano dal medesimo applicate alla società di vendita presso cui ogni cliente finale si approvvigiona, ivi inclusi gli eventuali casi di salvaguardia e maggior tutela, proprio come competerebbe a una normale impresa distributrice.

Infine, la delibera in esame riporta alcune disposizioni in merito agli utenti virtualmente connessi alla rete pubblica per il tramite di una rete privata. Più in dettaglio, gli utenti non connettabili a un SDC e gli utenti che, pur essendo connettabili, richiedano la connessione alla rete pubblica sono tenuti a chiedere la connessione al gestore di rete concessionario; quest'ultimo può erogare la connessione direttamente o indirettamente per il tramite della rete dell'SDC.

La nuova regolazione degli SDC troverà applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2017.

Per il periodo compreso tra la data di entrata in vigore della legge n. 99/09 e la fine dell'anno 2016, la delibera 539/2015/R/eel definisce le modalità di riscossione e di conguaglio delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema agli SDC, distinguendo tra le diverse casistiche che si possono presentare.

Attuazione della regolazione dei Sistemi semplici di produzione e consumo

La regolazione dei Sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i Sistemi efficienti di utenza (SEU) e i Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEESEU) rappresentano i due principali sottoinsiemi, è stata definita dalla delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e dal relativo Allegato A recante *Testo integrato dei Sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC).

Nell'anno 2015 sono state condotte numerose attività finalizzate all'applicazione del TISSPC. In particolare:

- sono state verificate positivamente dalla Direzione Mercati dell'Autorità le regole tecniche, predisposte dal GSE, per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU per i sistemi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014 (c.d. "regole tecniche transitorie");
- con la delibera 21 maggio 2015, 242/2015/R/eel, sono state approvate le regole tecniche definitive predisposte dal GSE, per la presentazione della richiesta e del conseguimento della qualifica di SEU o SEESEU per i sistemi entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014 (c.d. "regole tecniche definitive"), nonché lo schema del portale informatico del GSE, finalizzato al rilascio delle predette qualifiche;
- la delibera 242/2015/R/eel ha, altresì, previsto che i costi sostenuti dal GSE per l'implementazione del TISSPC trovino copertura a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3 , in coerenza con il criterio adottato dall'Autorità per il riconoscimento a consuntivo dei costi di funzionamento del GSE.

Inoltre, al fine di esplicitare la regolazione prevista dal TISSPC, l'Autorità ha pubblicato numerose risposte alle FAQ sul proprio sito internet e ha tenuto, insieme all'Agenzia delle dogane e al GSE,

due seminari di formazione indirizzati ai diversi soggetti operanti nell'ambito dei Sistemi semplici di produzione e consumo.

All'inizio del 2016, il TISSPC è stato oggetto di ulteriore modifica, al fine sia del recepimento delle disposizioni contenute nel decreto legge 1 ottobre 2015, n. 154, convertito con modificazioni dalla legge 29 novembre 2015, n. 189, e nella legge 28 dicembre 2015, n. 221, sia dell'introduzione di alcune ulteriori semplificazioni in materia.

Nello specifico, la delibera 25 febbraio 2016, 72/2016/R/eel:

- ha previsto, con riferimento a quanto disposto dal decreto legge n. 154/15, come modificato dalla legge di conversione n. 189/15, di estendere la definizione di SEESEU-A; nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, la delibera ha stabilito che l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica venga verificata alla data dell'1 gennaio 2016 anziché a quella dell'1 gennaio 2014;
- ha eliminato dal TISSPC, con riferimento alle disposizioni introdotte dalla legge n. 221/15, il riferimento al limite massimo di 20 MW previsto quale condizione per la realizzazione di un SEU; ha inoltre esteso la definizione di SEESEU-A, affinché possano rientrare in essi anche i sistemi che, oltre a soddisfare i requisiti di esistenza tipici dei SEESEU, presentino soggetti riconducibili allo stesso gruppo societario. Poiché le disposizioni introdotte dalla predetta legge sono entrate in vigore il 2 febbraio 2016, al fine di evitare l'insorgere di rilevanti difficoltà amministrative ed economiche nel caso dei sistemi classificati tra i SEESEU-C i quali, proprio per effetto della legge n. 221/15 e a parità di configurazione, hanno i requisiti per diventare SEESEU-A, con la delibera in esame si è previsto che, limitatamente a tali sistemi, la qualifica di SEESEU-C abbia validità fino all'1 febbraio 2016, anziché fino al 31 dicembre 2015 come inizialmente stabilito;
- ha disposto che il GSE, entro il 31 ottobre 2016, anche in assenza di esplicita richiesta avvii la procedura di qualifica SEU per le configurazioni caratterizzate dalla presenza di un impianto fotovoltaico di potenza fino a 20 kW realizzato presso un cliente finale - per la cui produzione sono state erogate la tariffa omnicomprensiva e la tariffa premio sul consumo in sito dei decreti interministeriali 5 maggio 2011

(c.d. "IV Conto energia") e 5 luglio 2012 (c.d. "V Conto energia") - a partire dai dati già disponibili, eventualmente richiedendo dati integrativi qualora necessario, e proceda a rilasciare, qualora sussistano i requisiti, la predetta qualifica con effetti a decorrere dall'1 gennaio 2014;

- ha disposto, infine, che il GSE prescriva alcune semplificazioni nella procedura per il rilascio delle qualifiche di SEU nel caso di sistemi particolarmente semplici e caratterizzati da impianti di produzione di energia elettrica, di ridotta potenza, fino a 100 kW, sottoponendole alla valutazione e all'approvazione dell'Autorità.

Semplificazioni delle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2015, al fine di semplificare il processo di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia, l'Autorità ha integrato l'Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, recante *Testo integrato delle connessioni attive (TICA)*, con due distinti provvedimenti.

La delibera 30 luglio 2015, 400/2015/R/eel, ha modificato il TICA al fine di recepire le disposizioni previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, con cui è stato approvato il Modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW, integrati sui tetti degli edifici, realizzati presso clienti finali allacciati alla rete in bassa tensione e per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto. Tale Modello unico, suddiviso in due parti (una relativa alla richiesta iniziale e l'altra relativa alla fine dei lavori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico), sostituisce ogni altro adempimento in capo ai produttori sia in relazione all'iter autorizzativo sia in relazione alla connessione, facendo in modo che essi possano rivolgersi a una interfaccia unica (il gestore di rete) e consentendo una significativa semplificazione della procedura.

Nello specifico, l'anzidetta delibera, a fronte di impianti fotovoltaici con le caratteristiche individuate dal decreto e per la cui connessione siano necessari esclusivamente lavori semplici limitati all'installazione del gruppo di misura, prevede che:

- l'iter di connessione possa essere avviato automaticamente, senza l'emissione del preventivo per la connessione da parte dell'impresa distributrice;

- il richiedente versi all'impresa distributrice solo la quota fissa, pari a 100 €, del corrispettivo per la connessione, evitando quindi il versamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo;
- l'impresa distributrice attivi la connessione entro dieci giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento della Parte II del Modello unico.

Il provvedimento stabilisce, inoltre, che le imprese distributrici, nelle proprie "Modalità e condizioni contrattuali (MCC)", definiscano una sezione dedicata agli impianti fotovoltaici con tutte le caratteristiche previste dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e che, in particolare, la predetta sezione sia autonoma rispetto alle restanti parti delle MCC, affinché risulti di semplice e rapida lettura da parte dei richiedenti, descriva tutte le procedure necessarie, espliciti i corrispettivi da versare nei diversi casi e identifichi con chiarezza i soggetti ai quali il richiedente dovrà rivolgersi per le varie evenienze che potranno presentarsi durante la vita dell'impianto fotovoltaico, indicando anche un contatto telefonico e un indirizzo di posta elettronica.

Il TICA è poi stato ulteriormente modificato dalla delibera 20 novembre 2015, 558/2015/R/eel, a seguito del documento per la consultazione 30 luglio 2015, 401/2015/R/eel, al fine di:

- dare seguito alle disposizioni previste dall'art. 25, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012, in materia di impianti eolici *off-shore*;
- risolvere alcune criticità segnalate dai gestori di rete, nonché tenere conto degli aspetti emersi nell'ambito delle procedure di risoluzione delle controversie nel frattempo intercorse, ai sensi della delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, ovvero di quelli rilevati nell'ambito delle istruttorie avviate dall'Autorità. In particolare, le modifiche più rilevanti si riferiscono all'inclusione degli impianti di utenza per la connessione tra gli impianti di rete, all'acquisizione da parte dei gestori di rete degli impianti di rete realizzati dai produttori, alla puntualizzazione delle condizioni per la modifica dei preventivi accettati (anche al fine di minimizzare eventuali fenomeni speculativi atti a mantenere valida per un tempo indefinito la soluzione tecnica di connessione), alla definizione di una nuova procedura di attivazione della connessione e di un nuovo standard del relativo verbale;

- regolare la voltura della pratica di connessione (per ora limitatamente all'iter di connessione fino all'attivazione della connessione), così da evitare disparità di trattamento e coordinare tutti i soggetti coinvolti attraverso il sistema GAUDI;
- garantire maggiore trasparenza, prevedendo che i gestori di rete definiscano nelle proprie MCC le modalità per la determinazione degli oneri di collaudo, nei casi in cui l'impianto di rete per la connessione sia stato realizzato dal richiedente e ceduto al gestore di rete.

Relazione sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Con la delibera 308/2015/1/efr l'Autorità ha pubblicato la relazione, riferita all'anno 2013, relativa al nuovo mix di produzione di energia elettrica, analizzando lo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, concentrandosi poi sulla generazione distribuita.

La relazione descrive l'evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, che nell'anno 2013 è stato caratterizzato:

- da una forte diffusione delle fonti di produzione di energia elettrica rinnovabili, in termini sia di potenza installata (39% del totale della potenza installata) sia di produzione (38,6% del totale della produzione), e dalla conseguente riduzione dell'incidenza delle fonti fossili, soprattutto dell'olio combustibile ormai quasi del tutto inutilizzato (1,9% del totale della produzione);
- dal correlato aumento del peso delle fonti aleatorie (più del 21% del totale della potenza installata e più del 12,6% del totale della produzione), in particolare della fonte solare e della fonte eolica;
- dall'incremento del peso degli impianti di generazione di piccola taglia, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione (gli impianti con potenza inferiore a 10 MVA hanno rappresentato il 19% del totale della potenza installata e il 16,3% del totale della produzione).

È diminuito il consumo di energia elettrica (290 TWh) ed è diminuito ancora di più il prelievo di energia elettrica dalle reti, poiché buona parte della generazione distribuita è realizzata presso i centri di consumo.

La relazione 308/2015/1/efr inoltre:

- descrive gli effetti che il nuovo mix produttivo ha avuto sull'intero sistema, in particolare sulle reti elettriche, sui mercati e sul servizio di dispacciamento, focalizzando l'attenzione sulle attività già poste in essere dall'Autorità e su quelle ancora in corso, finalizzate a consentire una maggiore diffusione delle nuove tipologie impiantistiche, garantendo la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Si evidenzia come l'intero sistema elettrico si stia muovendo verso uno *smart system* caratterizzato da maggiori flessibilità e interoperabilità rispetto al passato;
- analizza l'impatto economico degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, con alcune brevi considerazioni in merito all'evoluzione dei costi degli strumenti incentivanti. Si focalizza, in particolare, sul picco di impatto sulla componente A_3 atteso per l'anno 2016 e derivante dal termine dell'attuale meccanismo dei certificati verdi. Infatti, oltre ai costi che derivano dalle tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto, si sosterranno i costi associati al ritiro, da parte del GSE, degli ultimi certificati verdi invenduti (circa la metà di quelli emessi nell'anno precedente e rimasti invenduti, oltre agli altri certificati verdi eventualmente rimasti nei conti di proprietà dei produttori);
- esamina i principali aspetti attinenti al crescente consumo in sito di energia elettrica. Tale fatto rende urgente la necessità di formulare nuove riflessioni e revisioni della struttura delle bollette elettriche, con particolare riferimento alla parte attinente agli oneri generali di sistema, che risultano ormai di entità complessiva molto rilevante e non correlati all'utilizzo delle reti elettriche;
- analizza lo stato di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento, che riveste un ruolo molto rilevante sia nel settore elettrico sia, più in generale, nel contesto dell'efficienza energetica.

Testo unico sulla produzione

Nel corso del 2015 l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico sulla produzione*, raccogliendo in un unico documento la normativa di riferimento per la produzione di energia elettrica, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo altresì le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità.

Con la redazione di questo documento, che ha finalità puramente ricognitive, si è inteso fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro normativo.

L'edizione 2015 del *Testo unico sulla produzione* (sesta edizione) è stata aggiornata tenendo conto delle modifiche

regolatorie introdotte fino al mese di luglio 2015; in particolare, sono state considerate le disposizioni relative alle connessioni degli impianti di produzione, alla misura dell'energia elettrica prodotta, ai sistemi di accumulo, allo scambio sul posto, al servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili e ai sistemi semplici di produzione e consumo.

Progetti pilota e sperimentazioni

Progetti pilota

Il sistema elettrico, tradizionalmente considerato maturo, è oggi caratterizzato da forti tendenze di sviluppo tecnologico, in parte anche difficilmente prevedibili, che potrebbero portare, nell'arco di alcuni anni, a un rilevante sviluppo dei sistemi di accumulo o di nuovi utilizzi nel settore del trasporto (diffusione di veicoli elettrici) o negli usi termici (diffusione di pompe di calore elettriche), fino alla possibilità, per la domanda, di partecipare attivamente al mercato dell'energia e/o dei servizi su vasta scala (*demand side response*).

L'Autorità ha inteso dimostrare la propria attenzione all'innovazione attraverso progetti sperimentali a carattere dimostrativo, utili a comprendere le reali potenzialità e i rischi delle innovazioni tecnologiche, al fine di adeguare la regolazione tecnico-economica delle infrastrutture e dei mercati dell'energia elettrica alle nuove tendenze innovative.

I progetti pilota per la sperimentazione delle funzionalità innovative in un contesto reale, sebbene in genere su piccola scala, prevedono forme di incentivazione a fronte della messa a disposizione di informazioni e risultati, in modo da favorire lo sviluppo della conoscenza tra tutti i soggetti interessati (inclusi coloro che non sono i diretti fautori delle sperimentazioni).

Nel corso del 2015 si sono concluse le sperimentazioni avviate nel 2011 di progetti pilota *smart grids*, i cui risultati sono stati utilizzati nell'ambito del procedimento per il quinto periodo di regolazione tariffaria e per la qualità del servizio delle infrastrutture elettriche, come rappresentato nei paragrafi precedenti.

I risultati delle sperimentazioni *smart grids* sono stati resi disponibili sul sito internet dell'Autorità e sono stati presentati in occasione di diverse conferenze tecniche sia in Italia sia all'estero. Anche per il prossimo periodo regolatorio l'Autorità ha previsto l'avvio di nuove sperimentazioni, con riferimento alle soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse (escluse quelle di prossima interconnessione), nell'ambito dell'attuazione degli obiettivi di progressiva copertura del fabbisogno di tali isole mediante la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Le modalità di remunerazione di tali sperimentazioni saranno definite dall'Autorità, tenendo conto anche delle modifiche della remunerazione dei gestori del sistema isolano, a seguito delle indicazioni del decreto legge n. 91/14. Ulteriori sperimentazioni potranno essere valutate nell'ambito dello sviluppo di progetti innovativi in un'ottica *smart cities*, focalizzandosi in particolare sull'ammmodernamento delle reti in bassa tensione e sullo sviluppo di contatori di seconda generazione in integrazione con le tecnologie di comunicazione avanzate e le soluzioni multiservizio.

Sono attualmente in corso le sperimentazioni relative ai sistemi di accumulo, avviate da Terna, sia di tipo *power driven* sia di tipo *energy driven*. Nel corso del 2015 sono entrati in esercizio i sistemi di accumulo *energy driven* di Ginestra, Flumeri e Scampitella; il progetto di accumulo *power driven* di Codrongianos era già iniziato nel 2014.

Per quanto concerne le sperimentazioni relative alla ricarica dei veicoli elettrici, esse sono terminate il 31 dicembre 2015; la sintesi dei risultati sarà fornita nel corso del 2016.

L'esperienza è stata, comunque, utilizzata per formulare alcune valutazioni in tema di modelli di assetto per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenendo conto delle indicazioni della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFID), che statuisce il principio secondo il quale il servizio di ricarica dei veicoli elettrici deve essere svolto in condizioni competitive.

Nel 2015 l'Autorità ha continuato a partecipare, tramite i propri Uffici, al Tavolo tecnico costituito presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, per l'aggiornamento annuale del *Piano nazionale per l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici* (PNIRE), previsto dall'art. 17-septies della legge n. 134/12.

Sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Con la delibera 205/2014/R/eel l'Autorità aveva dato attuazione, a partire dall'1 luglio 2014, alla sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza. Da tale data è stata offerta ai clienti la possibilità di presentare la richiesta di adesione, ottenere l'applicazione di una tariffa elettrica non progressiva (c.d. "tariffa D1-pdc") e, conseguentemente, essere sottoposti a un monitoraggio *in continuum* dei propri prelievi di energia elettrica, per consentire all'Autorità di raccogliere informazioni e dati utili al fine di delineare le caratteristiche di questa particolare tipologia di clienti.

L'iniziativa ha riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane: al 15 ottobre 2015, dopo circa 16 mesi dall'avvio, le adesioni sono state quasi 5.000, evidenziando dunque un trend medio di circa dieci nuove adesioni al giorno.

Nei mesi di dicembre 2014, giugno e dicembre 2015 si sono svolte le prime tre raccolte dati previste dalla delibera 205/2014/R/eel, con le quali l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione le banche dati relative ai dati anagrafici e a quelli del prelievo elettrico dei clienti che avevano aderito alla sperimentazione. In particolare, la raccolta ha riguardato i 2.900 clienti che hanno aderito al progetto fino al 15 aprile 2015; le prime elaborazioni compiute su questi dati hanno consentito di evidenziare alcune interessanti caratteristiche:

- quasi due impianti su tre risultano installati nelle regioni del Nord Italia; la seguente tavola 2.4 elenca le prime dieci regioni con maggiore frequenza di installazione;
- il 62% degli impianti è installato in comuni ricadenti nella zona climatica E, il 19% nella zona D, il 9% nella zona C così come nella zona F, solo l'1% nella zona B e nessuno nella zona A;
- quasi la metà dei contratti di fornitura elettrica prevede un impegno di potenza pari a 6 kW e quasi un quarto da 10 kW;
- oltre il 60% dei clienti aderenti dichiara di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico, che contribuisce, quindi, ad alimentare la pompa di calore;
- per quanto riguarda le tipologie di pompe di calore installate, quasi due impianti su tre sono di tipo aria-acqua (63%), il 16% acqua-acqua, l'8% aria-aria (mentre nel rimanente 13% dei casi i dati forniti sono mancanti o incongruenti).

A causa della limitata disponibilità di mesi durante i quali è avvenuto il monitoraggio dei prelievi elettrici, non è stato finora possibile compiere analisi inerenti ai volumi di energia elettrica mediamente consumata su base annua prima e dopo l'installazione della pompa di calore.

TAV. 2.4

Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/4/2015

REGIONE	QUOTA DEL TOTALE
Lombardia	18%
Veneto	18%
Emilia Romagna	10%
Piemonte	8%
Trentino Alto Adige	6%
Toscana	6%
Lazio	5%
Puglia	5%
Sardegna	5%

Fonte: AEEGSI.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità ha svolto anche nel 2015 le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidate in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 giugno 2007. In particolare:

- ha predisposto e inviato al Ministero dello sviluppo economico la proposta di Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale e una proposta di ripartizione economica delle risorse con riferimento all'annualità 2015;
- ha inviato al Ministero dello sviluppo economico lo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca fondamentale, di cui all'art. 10, comma 2, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale;
- ha ammesso alla valutazione di merito le proposte di progetto di Ricerca di sistema elettrico, presentate ai sensi del bando di gara approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 giugno 2014, e organizzato le conseguenti attività di valutazione, finalizzate alla predisposizione delle graduatorie di merito;
- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché dei progetti ammessi al finanziamento dallo stesso ministero, ai sensi del decreto 16 febbraio 2010, e delle proposte di progetto presentate, ai sensi del bando di gara approvato con decreto 30 giugno 2014;
- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi al finanziamento dallo stesso ministero, ai sensi del decreto 16 febbraio 2010;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di

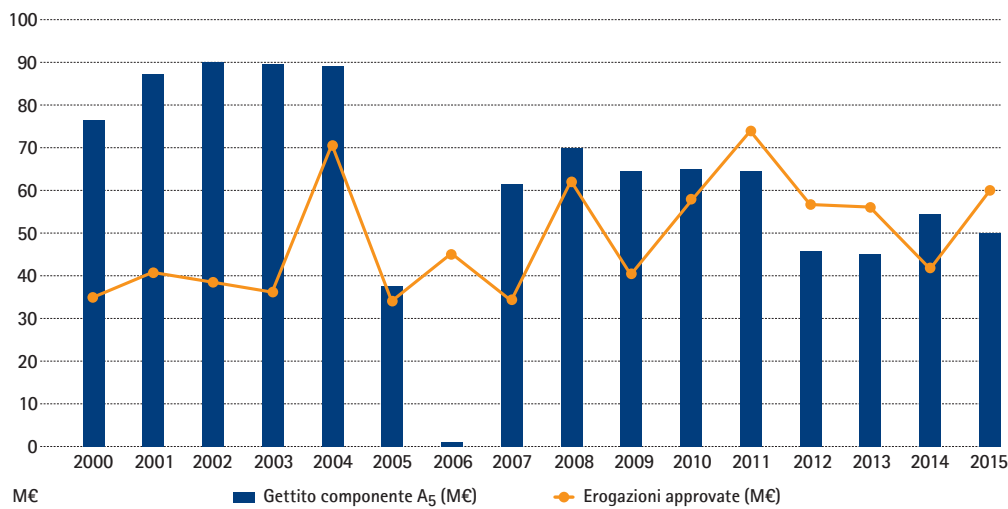


FIG. 2.1

Gettito della componente A₅
ed erogazioni approvate

Fonte: CSEA.

ricerca finanziati a valere sul Fondo per la Ricerca di sistema elettrico e ha disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della Ricerca di sistema elettrico nazionale non hanno subito modifiche rispetto a quanto illustrato nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli scorsi anni. Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A₅, che alimenta l'apposito Fondo istituito presso la CSEA con la delibera dell'Autorità 26 settembre 2013, 405/2013/R/com, nel corso del 2015 esso è stato pari a circa 50,2 milioni di euro, come mostra la figura 2.1, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Con la delibera 12 marzo 2015, 105/2015/rds, l'Autorità ha approvato e inviato al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e alla CSEA, lo schema di proposta di Piano triennale 2015-2017, al fine di acquisire i pareri previsti dall'art. 2, comma 1, del decreto 8 marzo 2006; l'Autorità ha, inoltre, provveduto alla pubblicazione del Piano sul proprio sito internet, così da consentire a tutti i soggetti interessati, inclusi gli operatori dei servizi di produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione, misura

e vendita di energia elettrica, di esprimere eventuali osservazioni in proposito.

I pareri positivi dei ministeri sopra elencati e della CSEA sono stati acquisiti con note, rispettivamente, del 15 giugno, dell'1 luglio e del 20 maggio 2015. Ulteriori osservazioni sono pervenute da un limitato numero di soggetti interessati.

Con la delibera 23 luglio 2015, 371/2015/rds, l'Autorità ha quindi approvato e inviato al Ministero dello sviluppo economico la proposta definitiva del Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

Bandi di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 30 luglio 2015, 398/2015/rds, l'Autorità ha ammesso alla fase di valutazione tecnico-scientifica ed economica 64 proposte di progetto (presentate ai sensi del bando di gara per la selezione dei progetti di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 di RSE e dotato di risorse per 34 milioni di euro) e ha sottoposto al Ministero dello sviluppo economico l'esclusione dalla procedura concorsuale delle tre proposte non in possesso dei requisiti di ammissibilità formale.

Con la stessa delibera l'Autorità ha, altresì, individuato gli esperti per la valutazione tecnico-scientifica ed economica delle proposte di progetto ammesse e ha costituito sette gruppi

di valutazione, secondo criteri di esperienza e di competenza nel settore elettrico e nei settori collegati.

L'Autorità ha quindi organizzato le attività di valutazione, che si sono concluse nel dicembre 2015 con la predisposizione delle graduatorie previste dal bando di gara, trasmesse poi al Ministero dello sviluppo economico per l'approvazione, a seguito della delibera 18 febbraio 2016, 56/2016/rds.

Con la successiva delibera 23 luglio 2015, 372/2015/rds, l'Autorità ha inviato al Ministero dello sviluppo economico, per la sua approvazione, lo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca fondamentale di cui all'art. 10, comma 2, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013, dotato di risorse per un importo pari a 16 milioni di euro.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nel corso del 2015, le attività di valutazione relative a RSE hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2014. Per quanto concerne le attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento, l'Autorità si è avvalsa di esperti individuati con la delibera 19 marzo 2015, 115/2015/rds, mentre con riferimento alle attività di verifica dei risultati conseguiti, nonché della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute, gli esperti sono stati individuati con la delibera 12 giugno 2015, 281/2015/rds. In esito alle suddette attività, con la delibera 20 novembre 2015, 553/2015/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle stesse ed ha disposto l'erogazione della relativa quota di contribuzione.

In relazione a ENEA, nel corso del 2015 le attività di valutazione dell'Autorità hanno riguardato i Piani annuali di realizzazione 2013 e 2014. Con la delibera 15 gennaio 2015, 4/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività ed è stata disposta l'erogazione della relativa quota di contribuzione. Per l'attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento del Piano annuale 2014, l'Autorità è ricorsa agli esperti individuati con la delibera 115/2015/rds, mentre per le attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del Piano annuale 2014, conclusesi nel 2016, gli

esperti sono stati individuati con la delibera 22 ottobre 2015, 494/2015/rds.

Riguardo al CNR, nel corso del 2015 le attività di valutazione si sono concentrate sui Piani di realizzazione 2011-2012 e 2013-2014. Per le attività di verifica finale del Piano 2011-2012, gli esperti di cui si è avvalsa l'Autorità sono stati individuati con la delibera 20 novembre 2014, 572/2014/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del Piano 2011-2012, con la delibera 2 aprile 2015, 148/2015/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle medesime e disposto l'erogazione della relativa quota di contribuzione. Gli esperti destinati a svolgere le attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento del Piano 2013-2014 sono stati individuati con la delibera 3 luglio 2015, 320/2015/rds.

Per effetto dei summenzionati provvedimenti e degli esiti delle procedure di ammissione ai contributi, organizzate dall'Autorità nel corso del 2015, sono stati erogati contributi per circa 41 milioni di euro a favore di RSE, ENEA e CNR (rispettivamente 28, 5, 7, 9 e 4,6 milioni di euro), nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico.

Attività di verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008

Nel corso del 2015 sono proseguite le attività di verifica in relazione ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con la delibera 19 marzo 2015, 113/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Studio, sviluppo e validazione di metodi e strumenti innovativi per la gestione di reti di distribuzione attive con generazione da fonte rinnovabile (Smartgen)* ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione;
- con la delibera 19 marzo 2015, 114/2015/rds, sono state approvate le disposizioni in merito al progetto *Sistema ICT integrato per Demand Response da applicare a piccole utenze attraverso tariffazione flessibile, distacco dei carichi da remoto o alimentazione con generazione distribuita (ICT per DR)*;

- con la delibera 26 marzo 2015, 138/2015/rds, è stata approvata l'estensione della durata del progetto *Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica - Smart Domo Grid (SDG)*;
- con la delibera 23 aprile 2015, 184/2015/rds, sono state approvate la rimodulazione dei costi e delle attività e l'estensione della durata del progetto *Innovative Silicon - Concentration Photovoltaic Module (iSi-CPV)*;
- con la delibera 4 giugno 2015, 267/2015/rds, l'Autorità ha proposto al Ministro dello sviluppo economico la revoca del contributo concesso per il progetto *Nuovi materiali e nuove tecnologie per un cogeneratore prototipo a combustione interna (MATEC)*. Il ministro ha accolto la proposta dell'Autorità con decreto 28 ottobre 2015;
- con la delibera 29 ottobre 2015, 506/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Utilizzo sinergico di corona pulsata e microonde per migliorare il rendimento di conversione in energia elettrica da pirogassificazione di biomasse (Develtar)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 5 novembre 2015, 525/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Sidera trigenerazione ad alto rendimento (Star)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 17 dicembre 2015, 624/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Mappatura 3D ad alta velocità dei sottoservizi e sistema automatico di posa cavi energia (Umals)* ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo.

Per effetto dei citati provvedimenti, nel corso del 2015 è stata disposta l'erogazione di contributi per circa 2 milioni di euro a favore degli assegnatari dei progetti Smartgen, ICT per DR, Develtar, Star e UMALS. Sono stati, infine, revocati finanziamenti pari a circa 1,2 milioni di euro relativamente al progetto MATEC.

3.

Regolazione nel settore del gas

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per l'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nell'anno 2015 in merito alla regolazione dell'*unbundling*, si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di

questo Volume, poiché la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile descritta in quella sede per il settore elettrico si applica anche al gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione preliminare di certificazione di TAP AG, società incaricata della costruzione del nuovo gas interconnector tra Grecia, Albania e Italia, in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale; ciò sulla base di quanto previsto dalla Commissione europea nella decisione di esenzione del 16 maggio 2013 per il gasdotto TAP dalla disciplina di accesso di terzi, di regolazione tariffaria e di separazione proprietaria, di cui all'art. 9, comma 1, della direttiva 2009/73/CE. La suddetta decisione ha previsto che TAP AG sia certificata dalle rispettive Autorità di regolazione nazionali di ciascuno degli Stati membri attraversati dal gasdotto TAP, che le stesse verifichino la conformità, da parte di TAP AG, al modello del gestore di trasporto indipendente del gas naturale (modello ITO), previsto dal Capo IV della direttiva 2009/73/CE, ad eccezione di quanto previsto nell'art. 22 della medesima direttiva relativamente allo sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti.

La decisione preliminare di certificazione adottata dall'Autorità,

congiuntamente ai regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha attestato, in primo luogo, il rispetto da parte di TAP AG dei requisiti previsti dal modello ITO, che allo stato attuale la società è in grado di soddisfare, non operando ancora come gestore di un sistema di trasporto, poiché l'infrastruttura ancora non esiste. La decisione preliminare di certificazione, inoltre, condiziona il rilascio della certificazione ad una serie di impegni forniti da TAP AG, volti a garantire il rispetto da parte di quest'ultima di tutti gli altri requisiti previsti dal modello ITO entro la data di inizio delle operazioni commerciali, data alla quale TAP AG comincerà a operare effettivamente come gestore di un sistema di trasporto del gas naturale. La decisione preliminare di certificazione, oggetto del provvedimento, è stata notificata alla Commissione europea per il rilascio del parere ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, parere che è stato pubblicato il 29 gennaio 2016.

L'Autorità procederà, nei termini previsti dal citato regolamento, all'adozione della decisione finale di certificazione.

Regolazione delle reti

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2015 la disciplina del bilanciamento nazionale, così come delineata dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas/45/11, e dalle successive sue implementazioni, ha subito la prima modifica significativa al fine di recepire il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'efficiente applicazione di tale regolamento nel contesto italiano, l'Autorità ha avviato una prima consultazione, con il documento 23 aprile 2015, 187/2015/R/gas, con cui il regolatore ha identificato, da un lato, gli elementi di continuità della disciplina nazionale rispetto al regolamento e, dall'altro, i principali aspetti di innovazione introdotti da quest'ultimo, prospettando le linee prioritarie dell'evoluzione, necessarie ai fini dell'implementazione del sistema.

Nell'ampio processo consultivo, avviato con il documento per la consultazione 187/2015/R/gas, si è inserito anche il documento per la consultazione 23 luglio 2015, 378/2015/R/gas, in cui sono state affrontate specificamente le possibili modalità di applicazione dell'art. 11 del regolamento stesso in materia di incentivi destinati al responsabile del bilanciamento, finalizzati ad una gestione efficiente del bilanciamento del gas. A tal fine, l'orientamento prospettato dall'Autorità prevedeva l'introduzione di un sistema di incentivazione (comprensivo anche di penalità, ossia di incentivi di valore negativo) basato su una serie di misurazioni dell'azione e delle performance del responsabile del bilanciamento. Al riguardo, nel documento sono state analizzate le possibili soluzioni per misurare dette prestazioni e sono stati identificati i valori di riferimento rispetto ai quali valutare le performance tecniche (accuratezza delle previsioni di equilibrio della rete) e quelle economiche (minimizzazione dei costi degli sbilanciamenti).

Inoltre, approvato come *addendum* al citato documento per la consultazione 378/2015/R/gas, il successivo documento per la consultazione 6 agosto 2015, 422/2015/R/

gas, ha espresso gli orientamenti dell'Autorità in merito alla richiesta di posticipo della piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento, trasmessa da Snam Rete Gas. Tale richiesta è risultata in linea con le considerazioni contenute nei menzionati documenti per la consultazione 187/2015/R/gas e 378/2015/R/gas, che individuavano i prerequisiti necessari alla piena implementazione del nuovo regime, tra i quali, *in primis*, un periodo non inferiore a tre mesi per consentire agli utenti di ricevere e interpretare le informazioni trasmesse da Snam Rete Gas sullo stato di bilanciamento della rete prima del loro utilizzo ai fini del bilanciamento (periodo di "apprendimento").

Con la delibera 7 ottobre 2015, 470/2015/R/gas, l'Autorità ha accolto la richiesta di Snam Rete Gas di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, stabilendo di fissare con un successivo provvedimento la definizione del termine, in ogni caso non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione dello stesso, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo e, comunque, non oltre il limite ultimo previsto dal regolamento dell'1 ottobre 2016.

Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, che prevedono una trasposizione dei principi del regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento. Tali modifiche costituiscono la base per la futura definizione degli ulteriori aspetti di attuazione - in particolare, in merito al completamento del quadro regolatorio relativo al nuovo sistema di bilanciamento, ai meccanismi per assicurare sufficiente liquidità al mercato e al necessario periodo transitorio tra l'attuale regime e il nuovo - che verranno dettagliati con separati documenti, secondo una scaletta temporale delle attività necessarie all'implementazione del sistema, assicurando un efficace coordinamento di tutti i soggetti istituzionali coinvolti.

Disciplina del settlement

Con la delibera 9 giugno 2015, 276/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni urgenti in relazione agli esiti della prima sessione di aggiustamento dall'avvio della nuova disciplina del *settlement*, ossia della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento, disposta con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas. Al termine, dunque, della suddetta sessione di aggiustamento, avvenuta nel mese di maggio 2015, è stata rilevata una serie di anomalie, segnalate anche dagli operatori, che ha portato l'Autorità a sospendere il pagamento delle fatture emesse dal responsabile del bilanciamento, nonché il conteggio delle fatture stesse ai fini del calcolo dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti degli utenti

del bilanciamento, ed a prevedere l'applicazione da parte del responsabile del bilanciamento, nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, del fattore di correzione annuale γ_A (che misura la differenza tra il quantitativo immesso al punto di riconsegna della rete di trasporto e il prelievo complessivo) con valore pari a zero.

Successivamente, con il documento per la consultazione 14 gennaio 2016, 12/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti in merito alle possibili modifiche ed alle integrazioni della regolazione vigente in materia, prospettando alcuni indirizzi relativi all'algoritmo utilizzato nella sessione di aggiustamento e una serie di proposte integrative funzionali al perfezionamento della disciplina medesima.

Regolazione tecnica: sicurezza ed 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 2009-2013

Con la delibera 21 maggio 2015, 236/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per il 2012 per cinque imprese di distribuzione coinvolte negli eventi sismici del maggio 2012. Al fine di valutare le conseguenze degli effetti del terremoto, sono stati effettuati alcuni approfondimenti tecnici, con particolare riguardo alle dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi. Nello specifico, l'Autorità ha affidato al Politecnico di Milano un apposito studio finalizzato a determinare, tramite analisi statistica, la stima del numero di dispersioni imputabili al sisma e, di conseguenza, il numero di dispersioni che ogni impresa interessata avrebbe presumibilmente registrato nell'anno 2012 se non si fosse verificato il

sisma. Le dispersioni così determinate hanno costituito la base per la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2012.

Con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2013: complessivamente, sono stati erogati premi per 28 miliardi di euro e penalità per 4,5 miliardi di euro.

Per due imprese (Unigas Distribuzione, 2i Rete Gas) la determinazione dei premi e delle penalità dell'ambito coinvolto è stata rimandata ad un successivo provvedimento, poiché si è ritenuto necessario procedere ad un'audizione dinanzi al Collegio di questa Autorità. Per un'ulteriore impresa (EGEA - Ente Gestione Energia e Ambiente) si è reso indispensabile sospendere la determinazione dei premi e delle penalità per aver dichiarato di aver rendicontato in modo errato, a partire dall'anno 2008, le

dispersioni su segnalazione di terzi. La sospensione ha lo scopo di consentire la verifica degli impatti delle errate rendicontazioni in relazione ai periodi di regolazione 2009–2013 e 2014–2019, nonché di valutare i presupposti per l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas per il periodo 2014–2019

Con la delibera 18 giugno 2015, 290/2015/R/gas, è stata completata la determinazione degli obiettivi annui di miglioramento relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014–2019, per alcuni impianti di distribuzione per i quali era stato disposto il rinvio con la delibera 30 ottobre 2014, 532/2014/R/gas, a causa della incompletezza e dell'incongruenza dei dati forniti. Con la medesima delibera, inoltre, sono stati determinati gli obiettivi annui di miglioramento 2014–2019 per gli impianti interessati dagli eventi sismici del 2012, per i quali la delibera 236/2015/R/gas ha aggiornato le dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi per l'anno 2012.

Con la delibera 18 febbraio 2016, 58/2016/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici AGES, Asec, Aspm Soresina Servizi, C.I.ME., Sviluppo Energia, D.I.M. Gas, Garda Uno, Liguria Gas, Butan Gas, Metano Mobile, Multiservizi S.B. Unipersonale, Pasubio Group, Quattropetroli, Vergas, VUS GPL di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità del servizio di distribuzione del gas e dei dati di performance del servizio di misura del gas naturale relativi all'anno 2014. Gli obblighi di comunicazione previsti sono necessari per lo svolgimento della funzione di vigilanza da parte dell'Autorità, con particolare riguardo ai servizi di distribuzione del gas, di cui alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014–2019* - RQDG 2014–2019 (delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas).

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas naturale

Anche per l'anno 2015 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 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è legato alla verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice è sottoposta a verifica ispettiva.

Nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 4 dicembre 2015, 585/2015/S/gas, nei confronti di Garda Uno;
- delibera 17 dicembre 2015, 621/2015/S/gas, nei confronti di Olivi;
- delibera 14 gennaio 2016, 6/2016/S/gas, nei confronti di Alpigas;
- delibera 4 febbraio 2016, 36/2016/S/gas, nei confronti di EnerGas;
- delibera 11 febbraio 2016, 44/2016/S/gas, nei confronti di Verducci Distribuzione;
- delibera 18 febbraio 2016, 54/2016/S/gas, nei confronti di CDC.L. Centro Distribuzione Carburanti Lubrificanti di Marchetti & C.;
- delibera 18 febbraio 2016, 55/2016/S/gas, nei confronti di Ultragas;
- delibera 25 febbraio 2016, 64/2016/S/gas, nei confronti di Sinergas.

Con la delibera 14 maggio 2015, 219/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2014, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è quello di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG 2014–2019.

Con la delibera 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2015 – 30 settembre 2016, 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.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con la delibera 2 aprile 2015, 154/2015/R/gas, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 19 febbraio 2015, n. 509, per l'adozione di un provvedimento finalizzato a precisare i criteri funzionali all'individuazione dei soggetti direttamente allacciati alla rete di trasporto, per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 2 aprile 2015, 155/2015/R/gas, l'Autorità ha reso disponibili i propri orientamenti in materia di:

- criteri funzionali all'individuazione dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas fornito;
- previsione di un periodo transitorio che consenta alle imprese di trasporto di adeguarsi alle nuove disposizioni dell'Autorità.

Con la delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la summenzionata delibera 154/2015/R/gas, in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari per i clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 509/15. Nello specifico il provvedimento prevede:

- un cronoprogramma affinché le imprese di trasporto si adeguino alle disposizioni dell'Autorità entro il 31 gennaio 2017;
- che le imprese di trasporto adottino le soluzioni più efficienti per adempiere quanto disposto dalla legge n. 1083/71;
- che i codici ATECO, ai fini dell'odorizzazione del gas, non possano essere più utilizzati per i nuovi clienti finali attivati o per quelli riattivati in data successiva alla pubblicazione del suddetto provvedimento.

Con la delibera 25 giugno 2015, 299/2015/E/gas, l'Autorità ha concluso l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, a seguito dell'evento verificatosi il 20 marzo 2014 al gasdotto della rete di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (Genova), prevedendo, tra l'altro, di non adottare provvedimenti nei confronti degli operatori di rete coinvolti.

Con le delibere 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas, e 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia e di Snam Rete Gas, che recepiscono le disposizioni contenute nei seguenti provvedimenti:

- delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (ROTG 2014-2017);
- delibera 250/2015/R/gas, recante *Adozione di misure in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale*.

Gli aggiornamenti al Codice di rete hanno principalmente riguardato:

- la sicurezza del servizio: gestione delle emergenze di servizio, modalità di effettuazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio e criteri per l'odorizzazione del gas naturale riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- la continuità del servizio: monitoraggio della pressione di fornitura dei PDR gas e indennizzi automatici per il superamento, nei punti di riconsegna, del numero massimo annuo sia dei giorni di riduzione/interruzione della capacità sia di interruzioni della fornitura.

Infine, con la delibera 626/2015/R/gas l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia, che recepisce le disposizioni previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, *Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi*.

I principali aggiornamenti al Codice di rete hanno riguardato:

- la sicurezza del servizio: standard di qualità e standard concernenti l'odorizzazione del biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- l'accesso alle reti: procedura per la richiesta di connessione alla rete, determinazione del contributo di connessione alla rete e indennizzi automatici;
- la misura del biometano immesso in rete: installazione e manutenzione dei sistemi di misura, raccolta, validazione e registrazione delle misure di quantità e di qualità del biometano immesso in rete.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Con le delibere 14 ottobre 2015, 485/2015/R/gas, e 29 ottobre 2015, 508/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio e Stogit, in materia di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018.

I principali aggiornamenti ai Codici di stoccaggio delle suddette società hanno riguardato, in tema di sicurezza del servizio, la messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line* di collegamento in acciaio, la telesorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa e l'effettuazione dell'ispezione con frequenza triennale di ogni tratto di *flow line* di collegamento in

acciaio non protetto catodicamente tramite *pig* (ossia del dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte ovvero l'eventuale presenza di difetti fisici, quali cricche e riduzioni di spessore, mediante il suo passaggio al loro interno), ove tecnicamente possibile.

In materia di continuità del servizio, i principali aggiornamenti hanno riguardato l'introduzione di uno standard specifico, relativo al numero massimo di giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati.

Infine, in materia di qualità commerciale del servizio, le revisioni hanno riguardato l'introduzione di un nuovo standard specifico, relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento, e la modifica dell'ammontare dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato alcune delle disposizioni contenute nella delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas, in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete di trasporto gas interconnessi con l'estero, al fine di favorire l'armonizzazione dei processi di gestione dei conferimenti di capacità tra i sistemi interconnessi.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 409/2015/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito ad una prima revisione dei criteri di conferimento della capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli

impianti di generazione elettrica, realizzando il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero. Tale intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha riguardato gli impianti di generazione elettrica, i quali, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione con riferimento alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Con il successivo documento per la consultazione 11 dicembre 2015, 613/2015/R/gas, l'Autorità, oltre ad illustrare gli indirizzi finali in merito

al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, ha espresso le proprie posizioni in merito alla gestione degli scostamenti tra le capacità conferite ed utilizzate presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri. La finalità perseguita è quella di introdurre modalità di gestione degli scostamenti coerenti con le attuali procedure di conferimento, che consentano agli utenti di prenotare prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

Infine, con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti per il completamento del processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce, infatti, le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa, poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni. Le disposizioni prospettate nel citato documento si inseriscono in un più ampio percorso intrapreso dall'Autorità per la promozione di una sempre maggiore integrazione del mercato italiano con quelli confinanti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nell'anno termico 2015-2016, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto, per il secondo anno, secondo criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia ed in Europa, caratterizzata ancora una volta da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2015, 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 di poco superiori al gas estivo.

In questo contesto si è reso necessario, anche nel 2015, definire le modalità di funzionamento del 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. Ciò è avvenuto con la delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas; in particolare, è stato

rinnovato, anche per l'anno 2015, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA) provvede a saldare mensilmente, a favore delle imprese di stoccaggio, la differenza tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari fissati dall'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2015 – 30 marzo 2016, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas.

Con la delibera 29 febbraio 2016, 77/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017. Con il documento per la consultazione 28 gennaio 2016, 30/2016/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016, l'Autorità aveva presentato i propri indirizzi per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2016-2017, l'intervento si è inserito in un contesto di mercato con differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli prossimi, quando non addirittura inferiori, ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio ed al suo utilizzo. Anche per il 2016, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la propria offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- l'altro considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili a seguito della scadenza (31 marzo 2016) dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti in virtù del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il menzionato

decreto del 25 febbraio 2016, nell'ambito del servizio uniforme, ha introdotto le seguenti novità:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richiama, la capacità di stoccaggio necessaria a stoccare il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;
- l'utilizzo di riferimenti di mercato, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni ai sensi del predetto decreto ministeriale).

Infine, con le delibere 4 marzo 2016, 84/2016/R/gas e 85/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema e, dunque, non vengono pubblicati, come stabilito dal decreto 25 febbraio 2016. Allo stesso modo, con la delibera 24 marzo 2016, 135/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, l'Autorità è intervenuta sulla disciplina relativa all'utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL ed alla risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali. Il provvedimento ha, dunque, introdotto alcuni aggiustamenti ritenuti opportuni alla luce dell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in tutta Europa.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 499/2015/R/gas, l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2017 il periodo di sperimentazione, avviato con la delibera 7 novembre 2015, 502/2013/R/gas, per la fornitura di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione. In particolare, detti servizi consentono agli utenti di richiedere, con maggiore duttilità, modifiche del programma di rigassificazione. Con l'obiettivo poi di aumentare la flessibilità del sistema e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016 ha introdotto, per la prima volta nel nostro Paese, la possibilità di conferire capacità di

rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità.

Approvazione ed aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2015 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 5 febbraio 2015, 36/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata all'avvio anticipato delle aste per il conferimento di capacità di trasporto pluriennale, in base a quanto previsto dal *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM);
- con la delibera 5 febbraio 2015, 37/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni introdotte dalla delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, in materia di organizzazione del sistema di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento del gas naturale;
- con la delibera 19 febbraio 2015, 62/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di riforma del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in materia di condizioni di accesso alla Rete nazionale dei gasdotti per l'impresa di rigassificazione che rinunci all'esenzione dall'accesso a terzi;
- con la delibera 24 settembre 2015, 448/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di adeguamento del Codice di rigassificazione della società GNL Italia all'art. 6, comma 3, della delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, in materia di allocazione agli utenti dei quantitativi rigassificati;

- con la delibera 22 ottobre 2015, 495/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiustamento del Codice di rigassificazione per un intervento di manutenzione straordinaria del terminale.

Immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione

Con la delibera 7 maggio 2015, 210/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le prime direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nella reti di trasporto e di distribuzione

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 14 ottobre 2015, 488/2015/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione ed all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione ed aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, finalizzata a garantire omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche

del gas naturale, nonché le modalità di prima attuazione nei casi di ritiro dedicato dei quantitativi di biometano da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE). La medesima delibera ha individuato, inoltre, nuovi obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione e delle altre imprese di trasporto, funzionali alle procedure del *settlement* del gas naturale ed alla redazione dei bilanci provvisori. Tale provvedimento, congiuntamente alla delibera 46/2015/R/gas, che approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione, fornisce un primo inquadramento organico della materia.

e da rendere disponibili nell'ambito del c.d. "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.

dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione sia ai criteri per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, sia alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

L'Autorità ha così manifestato la propria intenzione di introdurre la nozione di periodo regolatorio del tasso di remunerazione, della

durata di sei anni, da intendersi come il periodo nel quale vigono i livelli dei parametri base del tasso di remunerazione del capitale investito validi per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E, di norma oggetto di valutazione e discussione in sede di revisione del periodo regolatorio tariffario.

Nel medesimo documento, sono stati delineati gli indirizzi sulle modalità da utilizzare per la stima dei singoli parametri necessari per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e sulle ipotesi per il loro eventuale aggiornamento.

In linea generale, l'Autorità ha espresso la propria volontà di calcolare direttamente i valori reali del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, introducendo così una discontinuità rispetto all'approccio adottato nei precedenti periodi regolatori, in cui i rendimenti nominali del capitale proprio e del capitale di debito, successivamente ponderati e deflazionati, venivano determinati ed aggiornati su base biennale.

In particolare, ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio, l'Autorità ha espresso l'intenzione di introdurre un addendo destinato a riflettere il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, denominabile come premio per il rischio Paese (*Country Risk Premium* - CRP), e nel contestuale scorporo di tale elemento dalla componente RF, che esprime il tasso di rendimento di attività prive di rischio.

Per la definizione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sono state ipotizzate due diverse alternative:

- un approccio *forward looking*, basato sui rendimenti spot, con fissazione del tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio ad un livello minimo, ma superiore a zero (0,5%, in considerazione degli arrotondamenti);
- un approccio che prevede di definire il tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio ad un livello ritenuto normale, come desumibile dagli andamenti dei mercati nell'Eurozona prima della crisi del 2008.

Anche per il calcolo del premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium* - ERP) sono state esaminate due diverse ipotesi:

- una prima opzione, coerente con le impostazioni adottate nei periodi regolatori precedenti, prevede che il premio per il rischio

mercato sia fissato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo e non dipenda dal livello del tasso di remunerazione delle attività prive di rischio utilizzato ai fini regolatori;

- una seconda opzione, in discontinuità con la prassi adottata nei precedenti periodi regolatori, si fonda sull'individuazione di un tasso di rendimento reale totale di mercato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo; partendo da questa impostazione, l'ERP viene determinato come differenza tra tale tasso e il tasso di rendimento delle attività prive di rischio assunto ai fini regolatori.

In merito al costo del debito, l'Autorità ha elaborato l'ipotesi di determinarlo come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, di un CRP e di uno *spread* che riflette l'eventuale maggior rischiosità del debito delle imprese regolate rispetto ai titoli di Stato. Nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, l'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di rivedere il livello di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito), tenendo conto delle osservazioni dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale riallineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori europei.

Nel medesimo documento, l'Autorità ha espresso l'intendimento di prevedere meccanismi di aggiornamento del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito. In particolare, per l'eventuale aggiornamento infra periodo del CRP, l'Autorità ha valutato due diverse modalità da applicare con cadenza biennale:

- l'applicazione di una logica di tipo *trigger*, ovvero di attivazione dell'aggiornamento solo a condizione che ricorrano determinati presupposti, prendendo a riferimento il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia;
- la previsione di un meccanismo di indicizzazione allo *spread* tra il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia e il tasso di rendimento del *bund* decennale tedesco.

Nel documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com, sono stati illustrati gli indirizzi finali dell'Autorità in merito ai criteri ai quali fare riferimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché alle tempistiche per

l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati quindi approvati i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere ad una revisione delle modalità di determinazione del WACC, sulla base dell'impostazione generale illustrata in fase di consultazione, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari, che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità ed andamenti spesso non facilmente prevedibili, ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di stabilità dei mercati finanziari e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra l'ERP ed il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio.

Il provvedimento in analisi, che ha fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), ha definito i livelli dei parametri base del WACC validi per tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E.

L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. Nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuano ad essere fondate sul *capital asset pricing model*.

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorporando il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali, secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti spot; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della

media dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2015, ed applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso reale ad un livello minimo, ma superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

Il valore dell'ERP per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, ed il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) ed il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire ad inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF.

Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale pari al 6,0% e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

L'Autorità ha previsto che la stima del coefficiente β sia effettuata distintamente per singolo servizio infrastrutturale, in occasione dei singoli aggiornamenti tariffari di periodo, sulla base delle analisi dei dati relativi alle imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato, considerando anche le imprese che non svolgono in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo.

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo, che riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, identificabile come CRP, scorporando

contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di stimare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane ed i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium - DRP*).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato ad un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel mese di agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli di *gearing* correnti e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, ad un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini - comunque non superiori allo 0,5% - a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali ed in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche ed ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinato in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'Ires e dell'Irap vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro t_c , per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta Ires nel periodo compreso tra il 2011 ed il 2015.

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione del medesimo correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger*, che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) ed, al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore del gas, ha modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe di rigassificazione

TAV. 3.1

Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

Fonte: AEEGSI.

(Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017 - RTRG, Allegato A alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato ed integrato), di trasporto (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 - RTTG, Allegato A alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas), di distribuzione (Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - RTDG, Allegato A alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato ed integrato) e di stoccaggio (Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 - RTSG, Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10), con specifico riferimento alla modalità di determinazione ed aggiornamento del WACC.

È stato, altresì, definito il valore del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi. In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto del gas e pari al 6,6% per il servizio di rigassificazione, per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione del gas ed al 6,6% per il servizio di misura del gas, per gli anni 2016-2018.

La tavola 3.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

Tariffe di trasporto

L'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, con la delibera 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas, ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2016. Con la successiva delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2016. L'11 dicembre 2015 è stato, altresì, diffuso il documento per la consultazione 607/2015/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità in merito alla nuova disciplina delle tariffe di trasporto del gas naturale da applicare nel terzo periodo di regolazione, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

GNL - Tariffe di rigassificazione

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2016. Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha stabilito, con riferimento ai servizi marittimi, che, a partire dall'anno 2016, i corrispettivi per tali servizi siano definiti liberamente da parte delle singole imprese di rigassificazione.

Tariffe di stoccaggio

Con la delibera 12 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio, ha approvato:

- i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della delibera ARG/gas 119/10, ed il relativo Allegato A (RTSG), presentati da Stogit per l'anno 2015;
- in via provvisoria, i ricavi di riferimento d'impresa di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Edison Stoccaggio per l'anno 2015. L'approvazione in via provvisoria è stata resa necessaria per disporre di un valore di riferimento in tempo utile per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, ferma restando la possibilità di rettificare o di confermare tale valore in seguito alla chiusura del procedimento avviato con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas;
- le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2014, approvato con la delibera 350/2013/R/gas, tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio, sulla base delle capacità di stoccaggio offerte in conferimento, inclusa la capacità di stoccaggio strategico, per l'anno termico 2014-2015.

Con le delibere 26 febbraio 2015, 75/2015/R/gas, e 26 marzo 2015, 126/2015/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 350/2013/R/gas, per gli approfondimenti necessari al riconoscimento dei costi incrementali, relativi agli anni 2010 e 2011, richiesti da Edison Stoccaggio. L'Autorità ha confermato i corrispettivi approvati con le delibere 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, e 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas, rispettivamente per gli anni 2012 e 2013, ed ha determinato in via definitiva la tariffa di stoccaggio di Edison Stoccaggio per l'anno 2014.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 652/2015/R/gas, l'Autorità ha introdotto alcune disposizioni di salvaguardia per gli investimenti effettuati dalle imprese di stoccaggio entrati in esercizio nell'anno 2015; in particolare, prevedendo la possibilità, per le imprese di stoccaggio, di ottenere l'applicazione del meccanismo di incentivazione previsto dalla delibera ARG/gas 119/10, anche agli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2015, per una durata pari alla differenza tra il periodo indicato nel comma 11.3 dell'Allegato A alla citata delibera ed il periodo in cui tali investimenti hanno già

beneficiario del tasso di remunerazione addizionale come immobilizzazioni in corso ai sensi della previgente normativa tariffaria.

Con la delibera 28 gennaio 2016, 27/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato per Stogit, in via definitiva, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 e, con la delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas, i ricavi d'impresa in via provvisoria per il servizio di stoccaggio relativo all'anno 2016.

L'Autorità ha determinato d'ufficio ed in via definitiva, con la delibera 25 febbraio 2016, 66/2016/R/gas, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 per Edison Stoccaggio, prevedendo, in particolare, un riconoscimento parziale delle immobilizzazioni relative al sito di San Potito e Cotignola, e la loro entrata in esercizio ai fini tariffari nell'anno 2015.

Con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i meccanismi regolatori per lo sviluppo di investimenti con ulteriori prestazioni di capacità di punta di stoccaggio, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164. In particolare, sono state individuate misure asimmetriche volte a ridurre le barriere all'entrata a favore di nuovi soggetti. Il provvedimento si applica alla capacità di punta di erogazione ulteriore rispetto a quella già offerta per l'anno termico 2015-2016, per la quale sia stata presentata istanza all'Autorità entro il 30 settembre 2015, prevedendo l'esclusione degli investimenti la cui realizzazione è già prevista in forza di una legge ordinaria.

L'Autorità ha, infine, disposto, con la delibera 5 novembre 2015, 524/2015/R/gas, l'accoglimento dell'istanza presentata da Italgas Storage per l'ammissione al meccanismo di incentivazione allo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, di cui alla delibera 182/2015/R/gas.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 367/2014/R/gas ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di 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 previsioni normative in merito alle gestioni per ambito di concessione.

Il 13 marzo 2015 sono stati pubblicati nel sito internet dell'Autorità alcuni chiarimenti in merito all'applicazione della RTDG, a seguito della presentazione da parte delle associazioni delle imprese distributrici

del gas di alcuni quesiti inerenti alla regolazione tariffaria d'ambito. In particolare, i chiarimenti hanno riguardato le seguenti tematiche:

- la valorizzazione dei cespiti ai fini regolatori;
- il valore delle immobilizzazioni disallineate rispetto alle medie di settore (c.d. "RAB depresse");
- la stratificazione dei cespiti per anno di acquisizione;
- lo sconto tariffario, le tariffe obbligatorie e la perequazione;
- altre disposizioni in materia di riconoscimento dei costi.

Nel corso del 2015, sono state apportate alcune modifiche alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura del gas. In particolare, la delibera 12 giugno 2015, 280/2015/R/gas, ha prorogato per l'anno 2016 le norme in vigore per gli anni 2014 e 2015, in relazione alla determinazione delle componenti tariffarie $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$, espresse in euro, di cui all'art. 29, comma 1, della RTDG, a copertura dei costi centralizzati per i sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori.

L'Autorità ha, infatti, ritenuto opportuno che, ai fini della determinazione del valore delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, di cui all'art. 29, comma 2, della RTDG, espresse in euro per punto di riconsegna, si procedesse con ulteriori approfondimenti, per individuare un livello di costi efficienti nella realizzazione degli investimenti in sistemi di telelettura/telegestione e nei concentratori, che potrebbero prevedere richieste di dati e di informazioni presso le imprese distributrici. Con la delibera 18 giugno 2015, 291/2015/R/gas, è stato avviato un procedimento per la revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale e per l'adozione di provvedimenti in materia di rettifiche dei dati trasmessi ai fini della perequazione. Ciò con l'obiettivo di consentire una gestione più efficiente di tali meccanismi da parte della CSEA e di favorire una convergenza delle disposizioni in materia di gestione degli stessi meccanismi di perequazione, previste dalla RTDG, con le disposizioni relative alle perequazioni gestite dalla CSEA per gli altri servizi nei settori di competenza dell'Autorità.

Con la delibera 30 luglio 2015, 396/2015/R/gas, che ha seguito il documento per la consultazione 18 giugno 2015, 294/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, e sono state introdotte disposizioni in materia di rettifiche dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della perequazione. In particolare:

- è stato confermato il 31 luglio quale termine ultimo per l'invio da parte delle imprese alla CSEA dei dati necessari per il calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente;
- è stato previsto che la CSEA continui ad effettuare una comunicazione preliminare dei risultati di perequazione entro la data del 15 settembre di ogni anno, al fine di ridurre il numero delle rettifiche dovute ad errori di comunicazione e di uniformare la disciplina prevista dalla RTDG con quella stabilita dal *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato ed integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel;
- è stata fissata al 30 settembre la data entro la quale le imprese possono inviare le richieste di rettifica dei dati della raccolta corrente senza incorrere nell'applicazione di indennità amministrative;
- è stato previsto che la CSEA proceda alla comunicazione dei risultati definitivi di perequazione entro il 31 ottobre di ciascun anno;
- è stato fissato l'obbligo per le imprese di versare gli importi dovuti alla CSEA entro il 30 novembre di ogni anno;
- è stato fissato al 15 dicembre il termine ultimo per l'effettuazione delle erogazioni da parte della CSEA alle imprese.

In materia di rettifiche dei dati trasmessi dalle imprese ai fini della perequazione, la menzionata delibera 396/2015/R/gas ha introdotto nella RTDG disposizioni analoghe a quelle relative alle perequazioni gestite dalla CSEA per gli altri servizi dei settori di competenza dell'Autorità; ciò con la finalità di compensare gli oneri amministrativi conseguenti alla richiesta di rettifica e di riconoscere gli interessi connessi al ritardo nell'erogazione alla CSEA di somme, a causa di errori nella comunicazione di dati. In particolare, è stata prevista l'introduzione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede una rettifica oltre i termini previsti dopo la comunicazione preliminare della CSEA dei risultati di perequazione, nei casi in cui non sia già prevista l'applicazione di indennità amministrative ai sensi dell'art. 4 della RTDG.

La delibera 9 luglio 2015, 334/2015/R/gas, ha avviato un procedimento volto alla revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati per il gas naturale, così da rendere compatibili le modalità di determinazione del coefficiente K_p nei casi in cui sia stabilita l'installazione, presso i punti di riconsegna gestiti a pressioni relative di misura minori o uguali a

0,025 bar, di misuratori dotati di sole apparecchiature per la correzione della temperatura.

La delibera 3 settembre 2015, 427/2015/R/gas, conseguente al documento per la consultazione 16 luglio 2015, 358/2015/R/gas, ha previsto la revisione della metodologia di determinazione del coefficiente di conversione dei volumi misurati del gas naturale, di cui all'art. 6 della RTDG. In particolare, il provvedimento ha modificato le modalità di calcolo del coefficiente K_p , di cui all'art. 6, comma 2, della RTDG, per i punti di riconsegna gestiti a pressioni relative minori o uguali a 0,025 bar e dotati di apparecchiature per la correzione del gas prelevato a condizioni di temperatura standard, che siano caratterizzati da un differenziale di altitudine tra i medesimi punti di riconsegna ed il punto di riferimento convenzionale superiore a 150 m. Le nuove disposizioni entreranno in vigore dall'1 ottobre 2016 e saranno applicate in via facoltativa.

Con la delibera 23 luglio 2015, 373/2015/R/gas, si è proceduto a correggere gli errori materiali riscontrati nella RTDG, con riferimento alle disposizioni in materia di componente GS della tariffa obbligatoria, di cui all'art. 40, comma 3, lettera c), della medesima RTDG, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati, ed alla formula del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione, di cui all'art. 35, comma 1, della RTDG.

Con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas, è stato avviato un procedimento per l'aggiornamento infra periodo della RTDG, con riferimento:

- alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espresse in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- alla definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in €/gruppo di misura, per gli anni dati successivi al 2016.

Con la determina 30 gennaio 2015, 3/2015 - DIUC, sono state definite le modalità e le tempistiche di invio e di elaborazione dei dati e

delle rettifiche, ai fini dell'aggiornamento annuale delle tariffe e della messa a disposizione dei dati tariffari alle stazioni appaltanti.

In materia di determinazioni tariffarie per i servizi di distribuzione e di misura del gas, con la delibera 5 marzo 2015, 89/2015/R/gas, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009-2013, sulla base di alcune istanze di rettifica pervenute entro il 16 febbraio 2015, ed ha rettificato alcuni errori materiali contenuti nella delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas, con la quale sono state aggiornate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015. Con la delibera 5 marzo 2015, 90/2015/R/gas, sono state poi determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2014, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate a partire dai dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2013.

Con la delibera 2 aprile 2015, 147/2015/R/gas, l'Autorità ha definito, secondo le previsioni di cui all'art. 3, comma 2, lettera a), della RTDG, le tariffe di riferimento provvisorie relative all'anno 2015, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi riferiti all'anno 2014.

Con la successiva delibera 29 maggio 2015, 253/2015/R/gas, sono stati rettificati gli errori materiali nella determinazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2014, adottate con la succitata delibera 90/2015/R/gas.

La delibera 14 ottobre 2015, 484/2015/R/gas, ha chiuso il procedimento avviato con la delibera 9 ottobre 2014, 484/2014/R/gas, con la determinazione delle tariffe di riferimento e delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per gli anni dal 2013 al 2015 nella frazione di Melezzole, Comune di Montecchio (TR), relative alla società Metano Mobile.

Sono stati, altresì, approvati, con la delibera 22 dicembre 2015, 645/2015/R/gas, le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, nonché le opzioni gas diversi per i servizi di distribuzione e di misura di gas diversi dal naturale, per l'anno 2016. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. La delibera ha, inoltre, introdotto modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso, a seguito delle gare per ambito di concessione. In particolare, è stato previsto che la stratificazione di tale valore ai fini tariffari sia effettuata sulla base delle risultanze dello stato di

consistenza e/o delle perizie di stima, ai sensi dell'art. 25, comma 2, della RTDG, a condizione che tale stratificazione sia pubblicata nel bando di gara e che, in caso contrario, trovi applicazione la stratificazione standard di cui all'art. 25, comma 3, della RTDG.

Con la delibera 22 dicembre 2015, 647/2015/R/gas, sono state poi rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009-2014, oltre che le opzioni gas diversi per gli anni 2011-2013, sulla base di alcune istanze di rettifica pervenute entro il 15 settembre 2015.

La delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas, ha ridefinito le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009-2014, a seguito della chiusura dell'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, in tema di investimenti relativi alla sostituzione di condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo, e l'accettazione delle richieste di rettifica e di integrazione dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2016.

Con la delibera 10 marzo 2016, 99/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate a partire dai dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2014.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 20 novembre 2015, 554/2015/R/gas, è stato aggiornato il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* del gas. In particolare:

- è stato completato il piano di messa in servizio degli *smart meter* di classe G10 per le imprese distributrici di ogni dimensione;
- è stato aggiornato al 2018 il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* di classe G4 e G6 per le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti finali;
- sempre per gli *smart meter* di classe G4 e G6, sono stati introdotti i primi obblighi di messa in servizio per le imprese con numero di clienti finali compresi tra 50.000 e 100.000.

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha introdotto una franchigia nel calcolo delle penali per mancata installazione dei gruppi di misura di cui all'art. 44 della RTDG, per classi di gruppi di misura inferiori a G40, alla luce di potenziali difficoltà, evidenziate dalle

associazioni di imprese distributrici, ad ottemperare agli obblighi in relazione a gruppi di misura disattivati. In particolare, è stato previsto che la penale non sia valorizzata con riferimento al 2% di gruppi di misura non installati rispetto agli obblighi di installazione previsti. È stato, infine, previsto che, in sede di prima verifica circa l'assolvimento degli obblighi di installazione per l'anno 2014, il calcolo delle penali per mancata installazione sia effettuato congiuntamente per i gruppi di misura G16 e G25. In caso di inadempimento, sarà applicata una penale unitaria pari alla media aritmetica delle penali previste per inottemperanza degli obblighi di installazione dei gruppi di misura delle classi G16 e G25.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 46/2015/R/gas, sono state approvate le direttive per le connessioni di biometano alle reti del gas naturale, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 20, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ed altre disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 dicembre 2013 (Allegato A). Nello specifico, il predetto Allegato A contiene:

- nella Sezione I, le disposizioni per il biometano, sviluppate in coerenza con gli obiettivi indicati dal decreto legislativo n. 28/11, volte a garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas, a rendere trasparenti e certe le procedure di connessione alle reti ed a garantire l'economicità della connessione, per un più ampio utilizzo del biometano;
- nella Sezione II, le norme relative alle modalità di misurazione, di determinazione e di certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del decreto interministeriale 5 dicembre 2013.

In relazione alla Sezione I, l'Autorità ha stabilito che:

- la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti è attribuita al gestore di rete, il quale deve verificare la compatibilità dei profili di immissione del biometano con le condizioni di esercizio in sicurezza delle reti stesse e con le capacità di assorbimento delle reti cui gli impianti di produzione di biometano si connettono;

- vista la vigenza dell'obbligo di *standstill*¹, che determina l'impossibilità di adottare nuove regole o norme tecniche relative agli standard di qualità ed agli standard inerenti all'odorizzazione del biometano da immettere in rete, si deve fare riferimento alle norme vigenti, tenendo conto delle valutazioni e delle indicazioni contenute nel rapporto tecnico UNI/TR 11537;
- il soggetto responsabile per l'installazione e la manutenzione dei sistemi di misura sia ancora il produttore, mentre il soggetto obbligato alla rilevazione, registrazione ed archiviazione delle misure sia il gestore di rete;
- quanto alle misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione nell'accesso alle reti, sia semplificato, rispetto alle previsioni poste in consultazione, l'iter procedurale e siano anche previste procedure sostitutive, analogamente a quanto disposto nel TICA;
- nel costo della connessione siano computati, secondo un approccio di tipo *shallow*, unicamente i costi specifici necessari per realizzare l'impianto di connessione e che restino esclusi i costi di rinforzo delle reti esistenti, al fine di garantire l'economicità della connessione e favorire un ampio utilizzo del biometano; e che sia opportuno, anche in ragione dell'esigenza di favorire il trasporto mediante le reti del gas - più efficiente rispetto all'utilizzo dei carri bombolai - prevedere una parziale socializzazione dei costi relativi alla realizzazione degli impianti di connessione. È, inoltre, prevista la possibilità di rateizzare i pagamenti per i contributi di connessione per periodi che non superino i 20 anni, purché vengano prestate adeguate garanzie da parte dei produttori. Le ipotesi di determinazione dei contributi di connessione sulla base dei costi standard vengono rinviate ad un successivo provvedimento.

In relazione alla Sezione II, l'Autorità ha previsto che:

- per quanto riguarda la misurazione delle quantità di biometano immesso nella rete del gas naturale (che comprende anche i casi in cui non c'è immissione fisica nelle reti del gas), sia opportuno prevedere la stessa ripartizione delle responsabilità individuata in relazione ai sistemi di misura relativi all'immissione fisica nelle reti;
- l'attività di certificazione e misurazione della quantità di biometano incentivabile ai sensi degli artt. 3, 4 e 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 dicembre 2013, sia attribuita al GSE, stabilendo che lo stesso utilizzi i dati di misura trasmessi dai soggetti responsabili del servizio di misura, nonché le informazioni fornite nella richiesta di qualifica degli impianti, ovvero contenute nei contratti bilaterali di fornitura, ove stipulati, ed in generale, ogni ulteriore informazione necessaria alla corretta erogazione degli incentivi.

Con la delibera 7 maggio 2015, 208/2015/R/gas, è stato definito che la copertura degli incentivi per l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, disciplinati dall'art. 3 del richiamato decreto 5 dicembre 2013, sia effettuata mediante l'utilizzo del Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente RE della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 40, comma 3, lettera d), della RTDG, e della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto RET, di cui all'art. 23, comma 1, lettera f), della RTTG.

¹ Per effetto del mandato (M/475) che la Commissione europea ha assegnato al Comitato europeo di normazione (CEN), per l'elaborazione delle specifiche tecniche europee riguardanti l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, permane una situazione di *standstill* (impedimento temporaneo alla pubblicazione di norme e regole tecniche nazionali).

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

In merito ai provvedimenti adottati in materia di gare per ambito di concessione, la determina 28 gennaio 2015, 1/2015 – DIUC, ha introdotto alcune disposizioni in relazione all'acquisizione della documentazione di cui all'art. 9 della delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo) e RAB (valore regolatorio degli asset). In particolare, è stato stabilito che, a decorrere dal 2 febbraio 2015, l'acquisizione della documentazione e dei dati necessari per le verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB, di cui alla citata delibera 310/2014/R/gas, avvenga esclusivamente mediante la Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB, resa disponibile nel sito internet dell'Autorità.

Con la determina 3/2015 – DIUC, sono state definite le modalità e la tempistica di invio e di elaborazione dei dati e delle rettifiche, ai fini dell'aggiornamento annuale delle tariffe e della messa a disposizione dei dati tariffari alle stazioni appaltanti.

La delibera 19 febbraio 2015, 57/2015/R/gas, ha definito le modalità per l'acquisizione, la custodia ed il trattamento da parte dell'Autorità della documentazione di gara, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, volte a preservare, tra l'altro, la riservatezza delle informazioni e dei dati contenuti nella documentazione di gara.

Con la determina 27 febbraio 2015, 4/2015 – DIUC, sono state successivamente apportate integrazioni alla determina 7 giugno 2013, 2/2013 – DIUC, in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di invio della documentazione di gara; inoltre, il 25 marzo 2015 sono stati pubblicati i chiarimenti dell'Autorità, condivisi con il Ministero dello sviluppo economico, in relazione ai quesiti formulati dalle associazioni delle imprese distributrici riguardo al Piano industriale (allegato 3 al decreto interministeriale n. 226/11).

In attuazione di quanto previsto dalla determina 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, l'1 aprile 2015 sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al

valore degli asset risultanti al 31 dicembre 2012 (dati RAB), secondo le seguenti modalità:

- in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- in 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.

Il 20 aprile 2015 sono stati poi resi disponibili i dati provvisori relativi al valore degli asset risultanti al 31 dicembre 2013, a seguito dell'emanazione della delibera 147/2015/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2015. Il 30 luglio 2015 è stato pubblicato nel sito internet dell'Autorità il *Rapporto relativo all'attività dell'Autorità in relazione all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambito territoriale minimo*. Tale rapporto illustra le attività svolte dall'Autorità, con particolare riferimento all'implementazione della regolazione tariffaria per le gestioni del servizio di distribuzione ed all'attuazione sia delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 gennaio 2011, che ha identificato 177 ambiti territoriali minimi per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale, sia del *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222* (Regolamento gare).

Il rapporto illustra, dunque, le attività svolte riguardanti:

- le misure per le uscite anticipate dalle concessioni di livello comunale;
- le misure per le aggregazioni degli ambiti territoriali minimi che presentino un numero di clienti inferiore a 100.000;

- le disposizioni tariffarie per favorire l'efficienza produttiva delle gestioni d'ambito;
- il riconoscimento asimmetrico in tariffa della differenza tra valore di rimborso e valore regolatorio (VIR-RAB);
- le misure a sostegno di uno sviluppo infrastrutturale efficiente;
- le altre misure attuative del Regolamento gare;
- le misure a sostegno della trasparenza nella gestione delle attività connesse alle gare a supporto delle stazioni appaltanti, con la realizzazione di apposita sezione del sito internet dell'Autorità, ove sono resi disponibili specifici strumenti per le stazioni appaltanti;
- le misure e gli strumenti per la determinazione degli scostamenti VIR-RAB;
- la piattaforma informatica bandi di gara distribuzione gas.

La delibera 30 luglio 2015, 407/2015/R/gas, ha previsto alcune novità in tema di trasferimento di porzioni di rete a titolo oneroso dal gestore uscente al gestore subentrante – già introdotte dal decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per gli affari regionali ed autonomie 20 maggio 2015, n. 106, che ha, a sua volta, modificato il decreto interministeriale n. 226/11, concernente i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale – e di possibilità per le stazioni appaltanti di presentare i dati relativi al VIR ed alla RAB, funzionali alle valutazioni degli scostamenti da parte dell'Autorità, con riferimento al 31 dicembre dell'anno $t-2$, con t anno di pubblicazione del bando di gara.

Le delibere 22 dicembre 2015, 631/2015/R/gas, e 650/2015/R/gas, riportano le osservazioni dell'Autorità in merito alla documentazione di gara inviata rispettivamente dal Comune di Milano, stazione appaltante dell'Atem Milano 1 – Città ed impianto di Milano e da Roma Capitale, stazione appaltante dell'Atem Roma 1 – Città ed impianto di Roma.

Con la delibera 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione. Nello specifico, al fine di garantire trasparenza e pari condizioni

informative ai soggetti partecipanti alle gare per l'assegnazione delle concessioni per ambito, è stato previsto che la stratificazione del valore di rimborso ai fini tariffari sia effettuata sulla base delle risultanze dello stato di consistenza e/o delle perizie di stima, ai sensi dell'art. 25, comma 2, della RTDG, a condizione che tale stratificazione sia pubblicata nel bando di gara e che in caso contrario trovi applicazione la stratificazione standard di cui all'art. 25, comma 3, della RTDG. Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

Ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara, sono stati resi pubblici il 27 gennaio 2016.

Con le delibere 28 gennaio 2016, 26/2016/R/gas, 18 febbraio 2016, 59/2016/R/gas, e 25 febbraio 2016, 67/2016/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito ai valori di VIR con scostamento tra VIR e RAB maggiori di 10, con riferimento rispettivamente ai comuni dell'Atem Belluno, ai comuni dell'Atem Torino 2 - Impianto di Torino ed ai comuni dell'Atem Forlì Cesena. Si veda in proposito il Capitolo 1 di questo Volume.

Si evidenzia, infine, che con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG. Tale stratificazione, definita per tipologia di cespiti e per anno di entrata in esercizio, trova applicazione per i casi in cui non siano disponibili informazioni puntuali sulla stratificazione dei cespiti per tipologia e per anno di entrata in esercizio, desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima, o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara, ancorché fossero disponibili informazioni puntuali.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Mercato all'ingrosso del gas naturale

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti:

- con la delibera 29 gennaio 2015, 21/2015/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di trasporto e delle condizioni di accesso al Punto di scambio virtuale (PSV) da parte di Snam Rete Gas, che rafforza la figura del *trader*, ossia del soggetto che può accedere al sistema per la registrazione delle transazioni di compravendita di gas naturale senza essere utente della rete di trasporto e senza dover ricorrere - come in passato - ad accordi bilaterali con il c.d. "utente compensatore". Grazie alle modifiche introdotte dalla delibera in esame, il *trader* può prestare in proprio le garanzie finanziarie a Snam Rete Gas a copertura di eventuali sbilanciamenti;
- con la delibera 30 aprile 2015, 199/2015/R/gas, è stata approvata la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica del regolamento PB-gas, in merito alle misure disciplinari - relativamente ai diversi mercati gestiti dallo stesso GME - da adottare a seguito di violazioni da parte degli operatori ed in particolare, relativamente alla sospensione ed all'esclusione dai mercati, ai criteri di riammissione dei soggetti precedentemente esclusi, nonché alle previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il *Rapporto Annuale* 2012 e 2013, approvato con la delibera 12 febbraio 2015, 42/2015/I/com, sintetizza gli esiti del monitoraggio del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale alla clientela di massa. Nello specifico, per quanto concerne il settore del gas naturale, l'analisi si è concentrata sui clienti domestici, sui condomini a uso domestico con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno, sui clienti non domestici con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno (clienti altri usi) e sulle attività di servizio pubblico fino a 200.000 S(m³)/anno. In merito alla vendita al dettaglio di energia elettrica, si sono analizzati i dati relativi ai clienti domestici, ai clienti non domestici connessi in bassa tensione (BT altri usi), esclusa l'illuminazione pubblica, ed ai clienti non domestici connessi in media tensione, esclusa l'illuminazione pubblica (MT altri usi).

Per il settore elettrico, l'analisi ha evidenziato, relativamente al lato offerta, condizioni concorrenziali uniformi sul territorio nazionale, ma disomogenee per tipologia di clienti. Se, infatti, l'attività di vendita ai grandi clienti (in media tensione) presenta un'effettiva concorrenza, con positivi indici di concentrazione e di cambio di fornitore, emergono, invece, indicazioni di segno opposto per i clienti domestici e le piccole imprese. Il servizio in maggior tutela costituisce la modalità di fornitura prevalente, servendo nel 2013 ancora il 75% dei clienti domestici. Si rimarca, inoltre, che quasi il 60% dei clienti che hanno rinunciato al servizio di maggior tutela in favore della fornitura sul mercato libero, ha scelto di approvvigionarsi dal venditore che in precedenza forniva il servizio di maggior tutela (o da un venditore appartenente al gruppo societario del medesimo esercente). Per quanto riguarda gli indici di concentrazione, nel biennio considerato il primo operatore detiene il

50% circa dei volumi serviti ai domestici nel libero mercato, mentre i principali tre operatori detengono oltre il 70%. Emerge poi che in media i clienti domestici che si approvvigionano sul mercato libero pagano un prezzo di fornitura maggiore di quello che pagherebbero nell'ambito del servizio di maggior tutela: nel 2013 i prezzi medi nel libero (riferiti ai soli costi di approvvigionamento, vendita e commercializzazione), infatti, risultano superiori del +15-20% rispetto a quelli della tutela. Tale elemento va comunque interpretato con cautela, poiché il differenziale di prezzo rilevato può essere in parte imputabile ad elementi di differenziazione delle offerte del mercato libero, spesso caratterizzate da elementi aggiuntivi anche connessi alla presenza di ulteriori servizi collegati alla fornitura. A fronte delle criticità, anche per i clienti domestici il mercato libero presenta un certo dinamismo: la quota dei clienti che hanno lasciato la tutela rappresenta uno fra i migliori risultati a livello europeo, con un tasso di *switching* (cambio del fornitore), in Italia, pari al 7,6% nel 2013.

Una situazione simile a quella dei clienti domestici si riscontra per le piccole imprese (i clienti in bassa tensione altri usi), seppur con criticità meno accentuate. Infatti, nonostante il servizio di maggior tutela rappresenti la modalità di approvvigionamento prevalente, il 40% di questi clienti nel 2013 ha scelto il mercato libero (il 68% in volumi venduti).

Per il settore del gas naturale, a differenza dell'elettrico, emerge come la concorrenza - lato offerta - abbia luogo principalmente su scala geografica regionale o sub-regionale e non nazionale. Nel 2012-2013 solo quattro venditori detenevano quote di mercato significative in più di cinque regioni e, di questi, solo due erano presenti in più di 15 regioni. Più in generale, diversi elementi indicano che l'attività di vendita del gas naturale presenta condizioni di limitata concorrenza. Gli indici di concentrazione su base regionale segnalano, infatti, la presenza di vantaggi concorrenziali per i venditori tradizionali o *incumbent* locali: nel 2013, oltre il 94% dei volumi di gas sono stati consegnati in regioni dove i venditori tradizionali avevano una quota di mercato complessivamente superiore al 75%. Il servizio di tutela rimane la modalità di fornitura più diffusa per i clienti domestici (coprendo il 77% del gas consumato); anche in questo settore, i prezzi applicati nel mercato libero - ad eccezione dei clienti con elevati consumi - risultano in media più alti rispetto a quelli applicati in regime di tutela. Si registra, comunque, un'espansione del mercato libero: il tasso di *switching* in Italia nel 2013, pari al 5,5%, risultava in linea con il tasso medio di cambio negli altri Paesi europei.

Più in generale, in merito alle evidenze sugli indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione e di efficacia del processo), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici ed alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché ai contratti non richiesti ed agli indicatori relativi alla morosità, nel biennio analizzato, sono emersi elementi che evidenziano, da un lato, miglioramenti significativi in diverse aree del Paese e, dall'altro, il permanere di aspetti critici su cui si sono concentrate le attività di approfondimento e di intervento da parte dell'Autorità.

Riforma della regolazione in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione, anche in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

Con il documento per la consultazione 29 maggio 2014, 251/2014/R/gas, e la successiva delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, l'Autorità ha riformato la disciplina della misura dei prelievi di gas naturale dei clienti finali, anche con riferimento al processo di *switching*, allo scopo sia di garantire l'incremento del numero di dati effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, conseguentemente, del cliente finale, sia di incentivare il ricorso da parte di quest'ultimo all'utilizzo dell'autolettura. Nello specifico, sono state approvate numerose modifiche ed integrazioni alla vigente disciplina in tema di:

- *frequenza di lettura, messa a disposizione delle misure e delle eventuali rettifiche da parte delle imprese di distribuzione.* Con riferimento a tale insieme di tematiche, l'Autorità ha approvato una serie di disposizioni tra le quali, *in primis*, la riparametrazione delle classi di consumo vigenti, sulla base delle quali sono state determinate le frequenze di rilevazione del dato di misura, attraverso l'introduzione di un'ulteriore soglia di consumo pari a 1.500 S(m³)/anno, per cui la rilevazione viene prevista con cadenza quadrimestrale. Sono, inoltre, stati individuati dei periodi temporali dell'anno considerati rilevanti in termini di consumo per ciascuna categoria di punto di riconsegna, stabilendo che l'impresa di distribuzione è tenuta a rilevare il dato di misura relativo a ciascun punto di riconsegna, coprendo almeno l'80% dei giorni di ogni intervallo temporale considerato. È stato, inoltre, stabilito che per tutti i punti con gruppi di misura dotati di *smart meter* messi in servizio ai sensi della

delibera 7 dicembre 2013, 631/2013/R/gas (*smart meter* di classe maggiore/uguale a G10), siano previsti obblighi di lettura con frequenza mensile e dettaglio giornaliero a partire dal primo giorno del quarto mese successivo a quello di messa in servizio del gruppo di misura, con l'obbligo di effettuare almeno tre tentativi di acquisizione del dato relativo al prelievo di ciascun mese. Inoltre, per quanto riguarda la data ultima entro la quale sono rese disponibili le misure rilevate da parte dell'impresa di distribuzione, è stato individuato un termine mensile unico per tutti i punti di riconsegna, pari al sesto giorno lavorativo del mese, ed è stato riconosciuto all'impresa di distribuzione un tempo massimo di tre giorni lavorativi per l'espletamento delle attività di validazione. Anche in tema di rettifiche, infine, sono stati confermati gli orientamenti già espressi in sede consultiva, fissando, in analogia a quanto in vigore per il settore elettrico, una data limite entro la quale l'impresa di distribuzione invia le rettifiche dei dati stimati o effettivi ma errati o comunicati in precedenza per errore, nonché l'informativa circa il dato ricostruito per prelievo non giustificato o per malfunzionamento del gruppo di misura;

- *gestione delle autoletture e delle indisponibilità dei dati di misura effettivi.*

Con lo scopo di incentivare l'utilizzo dell'autolettura da parte del cliente finale, l'Autorità ha stabilito che tutti i venditori sono tenuti a mettere a disposizione una modalità di autolettura dei consumi per i loro clienti, prevedendo una comunicazione di presa o meno in carico del dato trasmesso e specificando, in aggiunta, che la mancata presa in carico è possibile solo per manifesto errore materiale, dovendo in tutti gli altri casi garantire che l'autolettura sia trasferita all'impresa di distribuzione per le attività di competenza, tra le quali, *in primis*, la validazione. Il provvedimento ha reso anche obbligatoria l'acquisizione delle misure lette dal cliente finale e da questi messe a disposizione del personale dell'impresa di distribuzione per mezzo di una nota cartacea affissa alla porta della propria abitazione o luogo simile. Inoltre, è stato stabilito che il venditore possa trasmettere all'impresa di distribuzione una sola autolettura per punto di riconsegna in ciascun mese entro il termine massimo di quattro giorni lavorativi dalla ricezione della medesima, al fine di evitare

di sovraccaricare inutilmente l'impresa di distribuzione. In ogni caso il distributore è tenuto ad effettuare la validazione dell'autolettura trasmessa entro tre giorni lavorativi dalla data di ricezione. Nel caso di *smart meter* teleletti di classe maggiore/uguale a G10, l'impiego dell'autolettura viene limitato ai soli casi di malfunzionamento dello strumento ed in presenza di un reclamo scritto. Oltre a ciò, la delibera ha introdotto alcune disposizioni volte ad incentivare la raccolta della misura per i punti di riconsegna con misuratori non accessibili o con accessibilità parziale, per i quali il tentativo di rilevazione risulti fallito almeno due volte consecutive ed in assenza di autolettura validata. Tali disposizioni prevedono l'obbligo di reiterare il tentativo una volta, al più tardi nel mese successivo a quello nel quale il secondo tentativo è fallito, anche in una fascia diversa da quella usuale;

- *modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione della lettura di switching.*

L'Autorità ha confermato l'anticipazione al sestultimo giorno del mese precedente l'avvio dello *switching* per la messa a disposizione al venditore subentrante dei dati tecnici e contrattuali caratterizzanti il punto di riconsegna (non più al massimo dopo 30 giorni dall'inizio del mese di fornitura). Inoltre, per consentire una rapida fatturazione, il termine ultimo per la comunicazione della lettura di *switching* da parte dell'impresa di distribuzione a favore di entrambi i venditori - subentrante ed uscente - è stato anticipato al sesto giorno lavorativo successivo alla data di *switching*. Nel caso di assenza del dato effettivo raccolto dal distributore, l'Autorità ha anche previsto la possibilità di utilizzare l'autolettura quale lettura di *switching*. È stata altresì introdotta, anche per il venditore entrante, la possibilità di richiedere la verifica della lettura di *switching*, ad oggi prevista esclusivamente per il venditore uscente.

A completamento della suddetta riforma, con la determina 20 marzo 2015, 4/2015 - DMEG, sono stati standardizzati i flussi informati tra impresa di distribuzione ed utenti, funzionali alla messa a disposizione dei dati di misura - sia rilevati dall'impresa di distribuzione, sia derivanti da procedura di autolettura effettuata dal cliente finale - e delle eventuali rettifiche dei medesimi.

Revisione dei tempi di switching

Con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità ha, tra l'altro, rivisto la procedura di *switching*, anche al fine di ridurre le tempistiche del processo a tre settimane. Nel dettaglio, pur confermando l'avvio vincolato al primo giorno del mese, è stata fissata la data ultima per la presentazione di una richiesta di *switching* al decimo giorno del mese precedente a quello di decorrenza del rapporto di fornitura con il nuovo venditore.

A livello più generale, con la citata delibera 258/2015/R/com è stato razionalizzato l'intero processo, prevedendo peraltro un conteggio dei tempi basati sui giorni lavorativi e stabilendo l'allineamento delle tempistiche dell'istituto dello *switching* con riserva a quelle dello *switching* ordinario. Infine, con la determina 7 agosto 2015, 15/2015 - DMEG, sono stati standardizzati anche i flussi informati tra impresa di distribuzione ed utenti, funzionali all'applicazione delle disposizioni di cui alla stessa delibera 258/2015/R/com.

4.

Teleriscaldamento/
teleraffrescamento
ed efficienza
energetica negli usi
finali

Intersettoriale

Teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, con il quale è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva europea 2012/27/UE, in materia di promozione dell'efficienza energetica, ha attribuito all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico specifiche funzioni in materia di teleriscaldamento, teleraffrescamento ed acqua calda sanitaria per uso domestico. L'esercizio di tali funzioni deve perseguire, tra l'altro, l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, nonché della concorrenza in tale nuovo settore.

L'Autorità è tenuta, dunque, ad introdurre una disciplina transitoria per consentire un adeguamento graduale e progressivo alla propria

regolazione delle reti, già in essere al momento dell'entrata in vigore del menzionato decreto, regolazione che è, invece, immediatamente applicabile alle nuove reti.

Ai sensi del richiamato decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità esercita altresì i poteri di controllo, di ispezione e di sanzione previsti dalla legge istitutiva n. 481/95. Nell'ambito dell'*enforcement* sono riconducibili anche i poteri sanzionatori previsti dall'art. 16 del decreto legislativo n. 102/14, laddove si individuino ipotesi di illeciti amministrativi - specifiche ed ulteriori rispetto a quelle previste dalla legge n. 481/95 - per i quali spetta all'Autorità irrogare le relative sanzioni.

Avvio delle attività

Al fine di dare attuazione ai compiti ad essa assegnati dal legislatore, l'Autorità, con la delibera 23 aprile 2015, 177/2015/A, ha istituito l'Ufficio speciale regolazione teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Gli obiettivi ed i principi generali che informano l'azione dell'Autorità nell'ambito di questo nuovo settore sono stati preliminarmente individuati nel *Quadro strategico dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per il quadriennio 2015-2018*, approvato dall'Autorità dopo la consultazione pubblica degli *stakeholders* (delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A). L'approccio regolatorio è orientato a definire, attraverso la più ampia consultazione di tutti i soggetti interessati, un contesto di regole certe, chiare e stabili entro il quale gli operatori eserciteranno la propria attività ed il settore potrà svilupparsi, garantendo al contempo la tutela del consumatore finale e la promozione della concorrenza.

Le aree di intervento iniziali e prioritarie nel settore sono state individuate con la delibera 29 gennaio 2015, 19/2015/R/tlr. Tra queste rientrano quelle connesse con l'analisi dell'assetto del comparto, incluso il censimento completo degli operatori e delle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffrescamento, e con l'analisi dei contenuti delle concessioni del servizio rilasciate dagli enti locali.

Pertanto, con la delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr, sono stati introdotti due specifici obblighi informativi a carico degli operatori del settore:

- l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità, per i soggetti che operano nel comparto svolgendo almeno una delle seguenti attività: produzione, distribuzione, vendita o misura

dell'energia termica o frigorifera fornita alle sotto-stazioni di utenza attraverso reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento;

- l'obbligo di registrazione delle infrastrutture di rete all'Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento, per i soggetti che esercitano l'attività di distribuzione di energia termica o frigorifera attraverso le reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento.

Il primo dei succitati obblighi risulta funzionale al censimento di tutti i soggetti operanti nel settore, nonché all'identificazione sia delle singole attività della filiera svolte da ciascuno di tali soggetti, sia dei relativi atti correlati.

Il secondo obbligo informativo risulta, invece, funzionale alla raccolta dei dati e delle informazioni sulle reti in esercizio e sugli impianti di produzione del calore/freddo al servizio di tali reti. A tale scopo, la struttura iniziale dell'Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento sarà ampliata progressivamente.

Con un chiarimento agli operatori del 4 settembre 2015, l'Autorità ha precisato il diverso ambito applicativo delle due Anagrafiche ed ha fornito alcune precisazioni applicative, in merito alla nozione di rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento contenuta nel decreto legislativo n. 102/14.

Tra le aree di intervento iniziali e prioritarie nel settore, individuate con la citata delibera 19/2015/R/tlr, rientra anche la predisposizione di atti e di provvedimenti in tema di modalità con cui i gestori delle reti rendono pubblici i prezzi della fornitura del servizio. Con la delibera 26 novembre 2015, 578/2015/R/tlr, l'Autorità ha, dunque, avviato una raccolta di informazioni in materia di prezzi praticati all'utenza nel settore, al fine di realizzare una base informativa dettagliata in merito alle modalità adottate per la determinazione e l'aggiornamento di tali prezzi, nonché per la loro pubblicità. Le informazioni raccolte saranno funzionali anche alla definizione della disciplina dei documenti di fatturazione e di quella in materia tariffaria per la fornitura del calore, nei casi previsti dal decreto legislativo n. 102/14.

In merito alla tematica della misura e della contabilizzazione del calore, con la memoria per l'audizione del 13 ottobre 2015, dinanzi alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, in merito allo *Schema di decreto legislativo recante disposizioni integrative al decreto legislativo n. 102/14, di attuazione della*

direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, l'Autorità ha formulato alcune considerazioni di carattere specifico relative a quanto previsto dal suddetto schema, unitamente ad alcune osservazioni attinenti al testo dello stesso decreto legislativo n. 102/14, con la finalità di contribuire ad assicurare maggiore organicità ed omogeneità dell'impianto generale dell'ordinamento in materia di efficienza energetica. L'Autorità ha così inteso richiamare l'attenzione del Parlamento e del Governo sulla necessità, in particolare, di:

- correggere la definizione di rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di chiarire che nell'ambito del servizio sottoposto a regolazione è ricompresa, in generale, ogni infrastruttura di rete impiegata per lo svolgimento di un'attività imprenditoriale e commerciale, tale da evitare discriminazioni sia tra operatori sia tra utenti del servizio;
- precisare il perimetro settoriale di competenza dell'Autorità in materia di misura, di contabilizzazione e di fatturazione dei consumi di calore, limitandolo sempre al solo settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, in coerenza con le altre nuove funzioni di regolazione e controllo nel suddetto settore, attribuite all'Autorità dallo stesso decreto legislativo;
- garantire l'uniformità e la coerenza complessiva delle disposizioni del decreto legislativo in materia di obblighi di installazione di dispositivi di misura al punto di fornitura e di contabilizzazione dei consumi individuali di calore nei condomini e negli edifici polifunzionali, con particolare riferimento all'attribuzione dei ruoli e delle responsabilità sia di adempimento (soggetti obbligati) sia di *enforcement* di detti obblighi;
- assicurare la coerenza delle disposizioni del decreto legislativo inerenti ai poteri sanzionatori dell'Autorità in materia di misura e contabilizzazione del calore con quelle di altri atti di normativa primaria che disciplinano i poteri sanzionatori dell'Autorità.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla definizione della regolazione in materia di misura e di contabilizzazione dei consumi individuali di calore nei condomini e negli edifici serviti da reti di teleriscaldamento, gli Uffici dell'Autorità hanno partecipato alle attività di approfondimento promosse dalla Commissione europea.

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione

Stato e prospettive del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: Rapporto sullo stato dei servizi

Con il Rapporto sullo stato dei servizi (25 giugno 2015, 309/2015/I/efr), l'Autorità ha analizzato alcuni aspetti afferenti al mercato dei Titoli di efficienza energetica (TEE), nell'ambito delle competenze assegnate in materia, e dopo il secondo anno di compimento del passaggio della gestione operativa del meccanismo al Gestore dei servizi energetici (GSE), avvenuto nel 2013.

A differenza dei *Rapporti Annuali* e semestrali relativi agli otto anni in cui la gestione e la regolazione del meccanismo dei TEE erano completamente affidate all'Autorità, pubblicati dal 2005 al 2012, il *Rapporto Annuale* 2015, come il precedente relativo all'anno 2014 (10 luglio 2014, 337/2014/I/efr), contiene analisi e commenti più generali e prospettici in merito all'evoluzione del meccanismo. Esso riporta, inoltre, considerazioni relative al mercato, alle strategie adottate dagli operatori, nonché all'impatto del meccanismo stesso sulle bollette elettriche e del gas, che potrebbero fornire elementi utili per future scelte regolatorie e normative.

In particolare, oltre ad una sintetica descrizione degli elementi essenziali del meccanismo dei TEE, nel *Rapporto Annuale* 2015 sono presenti:

- una panoramica dei risultati conseguiti e le prospettive future del meccanismo, da cui si evidenzia come progressivamente siano profondamente cambiati l'andamento delle richieste presentate per il riconoscimento dei risparmi energetici e la tipologia degli interventi effettuati, sempre più afferenti al settore industriale;
- l'analisi critica degli scambi dei TEE avvenuti in Borsa e tramite accordi bilaterali, al fine di consentire sia il calcolo del contributo tariffario da erogare nei confronti dei distributori adempienti agli obblighi (in base ai criteri approvati dall'Autorità con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr), sia la verifica dell'assenza di comportamenti speculativi; in particolare, evidenziando il rapporto tra i volumi dei TEE scambiati e gli obiettivi annui di risparmi, oltre che confrontando i valori di scambio in Borsa e la conseguente graduale formazione del contributo tariffario definitivo, sino al suo valore finale al termine di maggio 2015;
- alcune considerazioni in merito alle strategie attuate dai distributori ed all'andamento nel tempo della disponibilità di TEE da parte dei distributori soggetti agli obblighi;
- alcune indicazioni relative all'impatto complessivo del meccanismo dei TEE in bolletta, tramite la componente UC₇, applicata alle tariffe elettriche, e le componenti RE e RET, applicate alle tariffe del gas, con stime e previsioni relative agli anni d'obbligo sino al 2016, come finora previsti dalla normativa.

Attività di gestione

Compiti assegnati all'Autorità nell'ambito della gestione degli obiettivi del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (art. 4, commi 6 e 7) ha trasferito al Ministero dello sviluppo economico il compito di determinare gli obiettivi annuali di risparmio energetico attribuiti a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale soggetta agli obblighi. A tal fine, l'Autorità ha

disposto l'avvio della raccolta dei dati relativi alle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite nell'anno solare 2014, secondo le modalità definite con la delibera 19 settembre 2013, 391/2013/R/efr.

Successivamente, l'Autorità ha trasmesso al ministero ed al GSE i dati e le informazioni raccolti, necessari per la successiva determinazione delle quote dell'obiettivo totale per l'anno 2016 (pari a 9,51 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato.

Per quanto riguarda l'anno d'obbligo 2014, ai sensi dell'art. 5 della delibera 13/2014/R/efr, conclusa la valutazione dei TEE annullati da ciascuna impresa di distribuzione soggetta agli obblighi, il GSE ha comunicato alla Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA) i risultati della verifica del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico da parte di ciascun operatore.

I TEE consegnati hanno consentito di coprire il 74,2% dell'obiettivo aggiornato per l'anno 2014.

In particolare:

- un distributore di gas naturale non ha inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo, così come già era avvenuto per gli anni precedenti; per questo motivo è stato oggetto dell'avvio di un ulteriore procedimento sanzionatorio per l'accertamento della violazione (delibera 14 gennaio 2016, 7/2016/S/efr);
- 30 distributori hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2014, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa, ma nessuno di essi ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 50% del proprio obiettivo, soglia minima per non incorrere in sanzioni;

- tre distributori, sfruttando per la prima volta la flessibilità biennale, non hanno ottemperato completamente ai propri obiettivi dell'anno precedente (2013), ma hanno ulteriormente rimandato il completamento di tale adempimento al prossimo anno d'obbligo.

Sulla base di tali esiti, la CSEA ha corrisposto il contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2014, pari a 314.374.059 €, a valere sul Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 303.351.633 €, a valere sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CSEA ai distributori obbligati nel corso dei primi dieci anni di funzionamento del meccanismo è risultato, dunque, pari a 3.167 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di 32.266.540 TEE totali. Il costo medio unitario è, quindi, risultato pari a circa 98 €/tep.

5.

Regolazione e attività svolta nel settore idrico

Settoriale

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nell'ambito delle competenze ad essa attribuite nel settore idrico, nel corso del 2015 ha proseguito il processo di costruzione del quadro regolatorio, attraverso un'impostazione innovativa, per tenere conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il settore medesimo, asimmetrica, per considerarne le rilevanti disomogeneità territoriali, e graduale nell'applicazione dei criteri generali di trasparenza e *accountability*, coerenza, efficienza, efficacia e convergenza.

Lo sviluppo e il completamento del quadro regolatorio del settore è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- la definizione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), con l'introduzione di ulteriori misure volte a favorire l'efficienza, a incentivare gli investimenti e a superare sia la frammentazione gestionale e sia le situazioni eccezionali di disequilibrio delle gestioni;
- la definizione dell'*unbundling* contabile del settore idrico, funzionale a consentire la *cost reflectivity* delle tariffe dei singoli servizi componenti il servizio idrico integrato (SII), all'esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa, nonché al completamento del procedimento per la definizione delle regole per la riscossione della tariffa e il riparto delle relative spese in caso di gestione separata dei singoli servizi componenti il SII;

- la definizione dello schema tipo per la convenzione di gestione, con l'individuazione dei contenuti minimi essenziali;
- l'individuazione delle regole per la quantificazione dei costi ambientali e della risorsa, necessarie per incentivare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica;
- la prosecuzione degli approfondimenti e della consultazione circa la tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, indispensabile per una concreta attuazione del principio del "chi inquina paga".

L'Autorità ha, inoltre, proseguito l'attività di regolazione a tutela dell'utenza - in particolare sul versante della qualità contrattuale del servizio, intesa come qualità del rapporto tra gestore e utenza - approvando un testo contenente gli standard qualitativi minimi vincolanti e omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni che l'utente può richiedere al gestore e gli opportuni meccanismi incentivanti il rispetto degli standard medesimi consistenti in indennizzi automatici, premi e penali.

L'intervento regolatorio a tutela dell'utenza è stato, altresì, volto a definire una disciplina della misura del SII uniforme sul territorio nazionale, che permetta, in linea generale, di garantire agli utenti la determinazione certa dei consumi promuovendo la sensibilizzazione alla riduzione degli sprechi.

Quadro normativo e rapporti istituzionali

Quadro normativo nazionale

Se il quadro normativo europeo di riferimento per la disciplina del SII non ha subito mutamenti significativi rispetto all'anno precedente, il quadro normativo nazionale del settore è stato invece interessato,

nel periodo considerato, da alcuni significativi interventi normativi. Per una disamina approfondita dei medesimi, si rinvia al Capitolo 1, paragrafo "Evoluzione della legislazione italiana", di questo Volume.

Rapporti istituzionali

Raccolta dei dati sugli affidamenti e relazione al Parlamento

Con la determina 31 marzo 2015, 4/2015 - DSID, è stata avviata una ampia raccolta di informazioni e di dati necessari all'effettuazione del monitoraggio sugli affidamenti del SII e sulla adesione degli enti locali all'ente di governo dell'ambito, al fine prioritario di dare attuazione al disposto dell'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152; detto disposto 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 dal decreto stesso, con particolare riferimento agli obblighi in carico: alle Regioni per la costituzione degli enti di governo dell'ambito; agli enti di governo dell'ambito per l'affidamento del SII; agli 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 SII ai gestori affidatari del servizio.

I risultati di detta attività di raccolta di dati e informazioni - integrata poi da specifiche verifiche effettuate dalla Direzione tramite l'inoltro di puntuali richieste istruttorie alle Regioni e agli enti di governo dell'ambito nel mese di novembre 2015 - sono stati illustrati nelle relazioni trasmesse al Parlamento nel corso del 2015, dapprima nell'ambito della *Relazione Annuale* presentata dal

Presidente dell'Autorità al Parlamento il 24 giugno 2015, quindi con la relazione 665/2015/I/idr, trasmessa alle Camere il 28 dicembre 2015.

Trasmissione dei dati economici e tecnici acquisiti ai sensi della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e della determina 7 aprile 2014, 5/2014 - DSID, alle Autorità di bacino ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione e del successivo reporting all'Unione europea

La direttiva quadro 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000 ha previsto l'individuazione di distretti idrografici nel territorio di ciascun Paese e la predisposizione dei relativi Piani di gestione del bacino idrografico, che devono essere riesaminati e aggiornati entro 15 anni dall'entrata in vigore della suddetta direttiva, oltre che successivamente inviati alla Commissione europea e agli altri Stati membri interessati. I Piani di gestione, in particolare, devono contenere «[...] il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici»¹, sulla base dell'analisi economica e tenendo conto del principio "chi inquina paga".

¹ Cfr. l'art. 9, comma 2, della direttiva 2000/60/CE.

In conseguenza dell'approssimarsi della scadenza prevista per ottemperare alle prescrizioni della richiamata direttiva quadro, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha richiesto all'Autorità di rendere disponibili, alle Autorità di bacino² che ne facciano richiesta, i dati economici relativi al recupero dei costi del servizio per il solo settore civile. L'Autorità - nel rispetto del principio di leale collaborazione e al fine di contribuire a un'analisi economica omogenea per tutte le Autorità di bacino, nonché alla configurazione, in un arco di tempo auspicabilmente breve, di un sistema nazionale di pianificazione che, ai vari livelli, sia dotato dei necessari profili di coerenza - ha pertanto fornito alle Autorità di bacino i dati più recenti disponibili nei propri archivi, e in particolare:

- i dati di costo validati e trasmessi dagli enti di governo dell'ambito ai fini delle predisposizioni tariffarie per l'anno 2014, successivamente oggetto di specifica verifica da parte dell'Autorità nella sfera delle attività istruttorie condotte per l'approvazione dei pertinenti schemi regolatori secondo quanto disposto dall'MTI, di cui alla delibera 643/2013/R/idr;
- i dati tecnici validati e trasmessi dagli enti di governo dell'ambito ai fini dell'Indagine conoscitiva sull'efficienza del SII e della relativa regolazione della qualità, avviata con la delibera 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, e con la successiva determina 5/2014 - DSID.

Regolazione tariffaria, unbundling e convenzioni tipo

L'attività di regolazione tariffaria ha impegnato l'Autorità su più versanti tra loro strettamente interconnessi. Oltre alla continua attività di approvazione delle proposte tariffarie, nonché di determinazione dei casi di invarianza o di riduzione dei corrispettivi da applicare all'utenza, l'Autorità ha infatti chiuso l'anno 2015 con l'adozione dell'MTI-2, di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, contenente tra l'altro le regole per il riconoscimento dei costi e dei premi relativi alla qualità contrattuale (cui è dedicato il successivo paragrafo "Regolazione della qualità contrattuale del SII") e i contenuti minimi essenziali dello schema tipo di convenzione di gestione.

All'inizio dell'anno 2016, con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, l'Autorità ha poi approvato la regolazione dell'*unbundling* contabile del SII. Sono state, inoltre, approfondite le tematiche legate ai costi ambientali e della risorsa (quantificando gli oneri ad essi riconducibili per l'anno 2015 ed ampliandone l'ambito per l'MTI-2), alle tariffe di collettamento e di depurazione dei reflui industriali, alle misure urgenti e programmate di perequazione, al riconoscimento degli oneri di morosità relativi alle utenze colpite dagli eventi sismici ed è stata avviata un'Indagine conoscitiva sulle strategie di pianificazione adottate nei Programmi degli interventi (PdI).

² Si precisa che nelle more della piena operatività delle Autorità di distretto, di cui all'art. 64 del decreto legislativo n. 152/06, il decreto legge 30 dicembre 2008, n. 208, ha stabilito che l'adozione dei Piani di gestione avvenga a cura dei Comitati istituzionali delle Autorità di bacino di rilievo nazionale.

Regolazione tariffaria

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio 2012-2015

Con la delibera 643/2013/R/idr, che ha introdotto il Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio 2012-2015 (MTI), l'Autorità ha istituito una regolazione in grado di ricomprendere e assorbire tutte quelle previgenti. L'MTI ha superato la logica transitoria della metodologia di riconoscimento dei costi ai fini tariffari e ha fatto evolvere l'MTT e l'MTC³, opportunamente adeguati e integrati, in una prospettiva di più lungo termine, prevedendo, per gli anni 2014 e 2015, la scelta di uno tra quattro tipi di schemi regolatori (corrispondenti a quattro Quadranti della "matrice di schemi"), alternativi tra loro⁴.

Nel corso dell'anno 2015 è proseguita la fase di presentazione delle nuove regole tariffarie, volta ad aumentare la consapevolezza e il grado di comprensione delle stesse da parte degli operatori del settore, per i territori che presentavano le caratteristiche più critiche, in modo da consentire agli enti di governo dell'ambito, agli altri soggetti competenti, ai gestori e agli altri *stakeholders*, il lavoro di raccolta dei dati e della dotazione documentale obbligatoria (Programma degli interventi, Piano economico-finanziario e Convenzione di gestione), che compone lo schema regolatorio prescelto, per ciascuna gestione operante nei vari ambiti territoriali ottimali (ATO). Anche per questi casi peculiari, e pur nella personalizzazione delle casistiche e nella necessaria dilatazione delle tempistiche, il processo di raccolta dei dati⁵ ha seguito le procedure definite con la determina 28 febbraio 2014, 2/2014 - DSID.

Si ricorda, infine, che la delibera 643/2013/R/idr aveva introdotto anche alcune disposizioni di chiusura della procedura di approvazione delle tariffe non predisposte o non approvate dai soggetti competenti, relative al periodo 2012-2013. Al fine di superare l'inerzia dei soggetti coinvolti, è stata prevista una specifica procedura (estesa anche al

periodo tariffario 2014-2015), caratterizzata da una più precisa ripartizione dei compiti tra gestore e soggetto competente.

A seguito delle istanze pervenute dai gestori, anche nel 2015 l'Autorità ha quindi provveduto a diffidare i relativi soggetti competenti, al fine di ottenere il corredo documentale richiesto o, in alternativa, di perfezionare il meccanismo di silenzio-assenso che consentisse di addivenire, espletate le dovute verifiche e formulate le conseguenti valutazioni, all'approvazione tariffaria.

Nel corso del 2015, dunque, l'Autorità ha proseguito nell'attività di approvazione delle tariffe per gli anni 2014-2015 e, per i gestori che ancora non avessero ottenuto l'approvazione, anche per gli anni 2012-2013, tramite la pubblicazione di 48 delibere, delle quali: 26 hanno approvato il pertinente schema regolatorio, 3 hanno approvato gestioni ex CIPE, 11 hanno determinato d'ufficio le tariffe con applicazione di una riduzione tariffaria del 10% e 8 hanno determinato l'esclusione dall'aggiornamento tariffario per le gestioni coinvolte.

L'attività di approvazione delle tariffe per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015, in attesa della raccolta dei dati e delle predisposizioni degli enti di governo dell'ambito relativamente al nuovo MTI-2, è proseguita anche nei primi mesi dell'anno 2016, con la pubblicazione di quattro delibere.

Le determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, già deliberate dall'Autorità, riguardano 1.970 gestioni, interessando 52.709.399 abitanti, per i quali è stato approvato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,32% nel 2014 e al 4,61% nel 2015. In particolare, si rileva che:

- per 135 gestioni (43.436.996 abitanti residenti in 5.520 comuni) è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,47% nel 2014 e al 5,95% nel 2015, a fronte di un ammontare di investimenti

³ Metodo tariffario transitorio (MTT), approvato con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, e Metodo tariffario transitorio per le gestioni ex CIPE (MTC), approvato con la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr.

⁴ Cfr. la *Relazione Annuale* 2015 per una descrizione più approfondita.

⁵ Il termine per la raccolta dei dati, fissato al 31 marzo 2014 dalla delibera 643/2013/R/idr, è stato prorogato al 30 maggio 2014, secondo mese antecedente alla data a partire dalla quale il soggetto non intende più essere utente del dispacciamento e del trasporto.

pianificati per il prossimo quadriennio pari a 5.649.387.042 €. In particolare:

- per 54 gestioni che servono 11.915.836 abitanti, le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, e quantificato in 1.565.095.771 € fino al 2017;
- per 81 gestioni che servono 31.521.160 abitanti, le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, quantificato in 4.156.114.166 € fino al 2017;
- per 258 gestioni è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.523.585 abitanti residenti, in ragione della sussistenza di una causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario (mancanza della Carta dei servizi, applicazione del minimo impegnato all'utenza domestica, mancata consegna degli impianti);
- per 1.577 gestioni che non hanno inviato, in tutto o in parte, i dati richiesti ai fini tariffari, è stata approvata una riduzione dei corrispettivi del 10% rispetto a quelli applicati nel 2013, interessando 6.748.818 abitanti.

In seno all'attività di approvazione tariffaria, l'Autorità, oltre ad aver inviato comunicazioni di diffida ai soggetti competenti inadempienti in seguito alle istanze dei gestori, ha anche pubblicato una determina di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non sono stati forniti, in tutto o in parte, gli atti, i dati e le informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe relative alle annualità 2012, 2013, 2014 e 2015. A seguito di tali diffide, e solo per i gestori che non le hanno riscontrate puntualmente, sono state approvate le delibere tariffarie d'ufficio.

L'Autorità è in procinto di concludere l'attività di approfondimento istruttorio⁶ finalizzata alle approvazioni tariffarie riguardanti il biennio 2012-2013 e il biennio 2014-2015. Proseguono anche le attività ispettive per verificare le dichiarazioni e le informazioni rese in sede di determinazione tariffaria.

Determinazione dei costi ambientali e della risorsa per l'anno tariffario 2015

Nell'ambito del processo di graduale valorizzazione dei costi ambientali e della risorsa, avviato con la delibera 643/2013/R/idr, che ha consentito, attraverso la previsione di una specifica componente ERC (*Environmental and Resources Costs*), di esplicitare i sopracitati costi tra quelli riconosciuti in tariffa, l'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2014, 662/2014/R/idr, ha individuato un primo insieme di oneri da ricondurre alla suddetta componente, consistenti in particolare in:

- *oneri locali*, precedentemente ricompresi nell'ambito dell'MTI nella componente CO^a_{res}, tra i quali sono inclusi i canoni di derivazione e sottensione idrica e i contributi a comunità montane;
- *altri costi operativi*;

nella misura in cui le medesime voci siano «destinate all'attuazione di specifiche misure connesse alla tutela ed alla produzione delle risorse idriche o alla riduzione/eliminazione del danno ambientale o finalizzate a contenere o mitigare il costo-opportunità della risorsa». Con la successiva determina 4/2015 - DSID, nell'ambito dell'aggiornamento dei parametri e dei dati tariffari per l'anno 2015, l'Autorità ha, inoltre, definito le procedure di raccolta aventi a oggetto l'esplicitazione della componente a copertura dei costi ambientali e della risorsa per l'anno tariffario 2015 (componente ERC²⁰¹⁵), già ricompresi nel vincolo ai ricavi del gestore (VGR) e in coerenza con quanto stabilito dalla Commissione europea nella «decisione di esecuzione C(2014) 8021 del 29 ottobre 2014 che approva determinati elementi dell'accordo di partenariato con l'Italia CCI 2014IT16M8PA00». In tale accordo, infatti, l'esplicitazione della componente ERC è stata considerata come precondizione valida a livello nazionale al fine di accedere ai Fondi strutturali per il periodo 2014-2020.

La richiamata raccolta ha consentito di esplicitare un costo ambientale e della risorsa per l'anno 2015 pari complessivamente a 346 milioni di euro, ripartiti come segue:

6 Approfondimenti istruttori, di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr e al comma 9.1 della delibera 643/2013/R/idr, che disciplinano i casi nei quali la proposta tariffaria determina una variazione annuale superiore alla soglia massima consentita dalla regolazione, interloquendo con gli enti d'ambito e i soggetti competenti per richiedere precisazioni e ulteriore materiale documentale. Tale processo di semplificazione ha portato alla riduzione a sole sei attività oggetto di separazione contabile rispetto alle 13 prospettate dal documento per la consultazione 82/2013/R/com, ovvero: (i) Captazione e adduzione; (ii) Distribuzione; (iii) Fognatura; (iv) Depurazione; (v) Altre attività idriche; (vi) Attività non idriche.

- 89 milioni di euro quale quota parte di costi precedentemente ricompresi tra gli oneri locali⁷, che può essere ricondotta ad iniziative di tutela e protezione della risorsa idrica;
- 257 milioni di euro precedentemente quantificati tra gli altri costi operativi e relativi all'attività di depurazione⁸.

L'Autorità ha pertanto contribuito, per quanto di competenza, all'attuazione dei richiamati accordi tra lo Stato italiano e la Commissione europea, comunicando tempestivamente, in data 26 giugno 2015, gli esiti di questa prima fase di enucleazione e di determinazione dei costi ambientali e della risorsa al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché al direttore dell'Agenzia per la coesione territoriale.

Perequazione e procedure di riequilibrio finanziario

Nel corso del 2015 l'Autorità ha approfondito il tema delle procedure di riequilibrio finanziario delle gestioni. Per quanto riguarda le gestioni industriali, con la delibera 19 marzo 2015, 122/2015/R/idr, si è avviato un procedimento per l'introduzione di sistemi di perequazione economica e finanziaria nel SII.

Nell'ambito del filone relativo alla perequazione, con riferimento alle riscontrate difficoltà in ordine alla sostenibilità finanziaria di talune gestioni, attuando gli indirizzi formulati dal Governo si è ritenuto opportuno adottare specifici strumenti tariffari, aventi natura perequativa e anticipatoria, finalizzati al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario nei diversi contesti territoriali. Di conseguenza, si è avviato un procedimento volto ad introdurre sia misure di perequazione solidaristica tra i diversi ATO presenti nelle varie regioni, sia le condizioni per la relativa applicazione - con particolare riferimento all'individuazione di specifici e cogenti impegni ad adottare, in tempi definiti e a pena di sospensione, esclusione e immediato recupero di quanto erogato, misure di superamento delle criticità sottese alle richieste di accesso agli strumenti perequativi - al fine ultimo di:

- tutelare gli utenti, con particolare attenzione alle fasce più deboli;

- perseguire una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese, caratterizzate da situazioni gestionali e livelli di servizio estremamente differenti, in un quadro di forte attenzione per la sostenibilità sociale delle tariffe pagate dagli utenti finali.

È stato, inoltre, ritenuto necessario introdurre, nel breve periodo, criteri e condizioni generali per l'implementazione, su scala nazionale, di un sistema di perequazione finanziaria a valere sulle tariffe del SII - subordinato all'individuazione di specifici e cogenti impegni ad adottare, in tempi definiti e a pena di esclusione e immediato recupero di quanto erogato, misure di superamento delle criticità finanziarie sottese alle richieste di accesso a detto strumento - allo scopo di:

- consentire la realizzazione degli investimenti ritenuti prioritari dai soggetti competenti;
- far fronte alle urgenti criticità finanziarie e di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario di gestioni in forte difficoltà, specialmente se esposte al rischio di *default*.

Proprio con riferimento alle misure di perequazione finanziaria introdotte con la delibera 122/2015/R/idr, è stata approvata la delibera 23 aprile 2015, 188/2015/R/idr, che ha disposto misure urgenti di perequazione per Abbanoa, gestore unico del SII della Sardegna. Per tale gestore, infatti, al fine di minimizzare l'impatto sull'utenza in un territorio già particolarmente colpito dalla crisi economica, con particolare riferimento ai riflessi sociali e alle fasce più deboli, consentendo la realizzazione del Piano di ristrutturazione della società positivamente verificato dalla Commissione europea con decisione C(2013)4986 del 31 luglio 2013, si è ritenuto necessario porre in essere un immediato intervento di anticipazione di cassa; questo si configura come misura urgente di perequazione finanziaria - non economica - che consente di rendere maggiormente sostenibile la rateizzazione degli importi che gli utenti del servizio idrico della Sardegna sono chiamati a corrispondere, garantendo l'equilibrio finanziario di Abbanoa. Con riferimento al caso in questione, peraltro, l'esigenza della richiamata misura di perequazione solidaristica tra ambiti diversamente forniti di risorse idriche

⁷ In particolare tali oneri sono riferiti a canoni di derivazione e sottomissione idrica, contributi per consorzi di bonifica, contributi a comunità montane, oneri per aree di salvaguardia ed altri oneri locali.

⁸ Tale ammontare è stato determinato d'ufficio dall'Autorità ed è frutto di una stima dei costi operativi attribuibili ai costi ambientali e della risorsa effettuata su un campione significativo di gestori dotati di infrastrutture adeguate allo svolgimento dell'attività di depurazione, che erogano il servizio ad oltre 17 milioni di abitanti.

è stata ricondotta, come rilevato dalla Commissione europea nella decisione C(2013)4986, alle eccezionali «difficoltà rappresentate dalla scarsa qualità e dai costi più elevati dell'acqua, dai prezzi più elevati dell'energia e dalla bassa densità della popolazione, rispetto ai valori nazionali medi [...]. Inoltre, lo status di area assistita risulta, nella fattispecie, aggravato dall'isolamento geografico e dal caldo clima mediterraneo che caratterizzano la Sardegna, che incidono sulla disponibilità di fonti idriche e sulle aree di captazione, in assenza di collegamenti di approvvigionamento diretti con il continente».

L'anticipazione finanziaria è stata erogata dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). La decisione circa l'ammontare dell'anticipazione è stata corredata dalla previsione di misure finalizzate:

- alla tutela dell'utenza, prevedendo una dilazione dei conguagli relativi alle partite pregresse con un periodo minimo di 56 mesi a partire dal maggio 2015;
- alla promozione dell'efficienza del gestore, tramite misure quali il miglioramento delle condizioni d'incasso (ultimando l'implementazione di sistemi di misurazione e servizi commerciali più efficaci) e l'accantonamento, per ciascuna annualità del periodo 2016-2019, di un ammontare di risorse corrispondente al 10% del valore dei "costi operativi" riferiti al 2014;
- a garantire la restituzione delle somme anticipate, tramite misure quali la subordinazione dei pagamenti verso i soci del gestore, a qualunque titolo, all'avvenuta verifica da parte della CSEA del rispetto delle scadenze previste dal piano di restituzione dell'anticipazione;
- a prevedere la predisposizione su base semestrale di una relazione recante - in coerenza con il Piano di ristrutturazione, con la pianificazione di ambito, e in particolare con il Programma degli interventi - l'elenco analitico delle misure avviate per il risanamento della società, l'esplicitazione delle relative tempistiche di attuazione e i corrispondenti effetti attesi, nonché l'evoluzione della posizione finanziaria della gestione.

Con riferimento alla problematica più generale della misure urgenti e programmate di perequazione, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 15 maggio 2015, 230/2015/R/idr, che ha raccolto i contributi degli *stakeholders* del settore relativi all'inquadramento generale e alle linee d'intervento dei sistemi di perequazione nel SII. Il citato documento per la consultazione, partendo dagli indirizzi del Governo in materia e dai conseguenti

obiettivi dell'intervento dell'Autorità, ha illustrato gli orientamenti in tema sia di misure programmate di perequazione (perequazione economica) sia di misure urgenti di perequazione (perequazione finanziaria), precisando le condizioni di ammissibilità, le procedure e le tempistiche, le condizionalità e i previsti sistemi di monitoraggio e controllo.

Nel medesimo documento sono stati illustrati i primi elementi per la definizione della componente tariffaria per la perequazione, prevedendo anche la possibilità di definire una ulteriore e specifica componente perequativa, destinata ad alimentare il Fondo di garanzia per gli interventi prioritari, previsto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 221.

Infine, con la delibera 25 giugno 2015, 311/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva in ordine ai Comuni, presenti soprattutto in determinate aree del Paese, che esercitano in economia i servizi idrici e sono interessati da procedure di riequilibrio finanziario pluriennale, di cui all'art. 243-bis, del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. L'indagine mira, in particolare, a effettuare una esaustiva ricognizione dei soprarichiamati Comuni, al fine di assicurare il rispetto delle disposizioni relative alla determinazione delle tariffe del servizio medesimo e dei livelli delle prestazioni da garantire all'utente, nonché al fine di favorire la piena attuazione delle disposizioni del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia"), volte a razionalizzare la gestione in ciascun ATO.

Nell'ambito dell'indagine, l'Autorità intende inoltre approfondire le specifiche circostanze che hanno contribuito al permanere delle gestioni in economia - per una o più fasi della filiera idrica - in capo a enti locali in condizione di squilibrio strutturale del bilancio, nonché le relazioni esistenti, in tali contesti, tra i vincoli di finanza pubblica, le determinazioni tariffarie e i livelli delle prestazioni garantite agli utenti, con particolare riferimento alla verifica della pertinenza dei costi coperti tramite le tariffe. Si intende, infine, analizzare le possibili criticità che i limiti di finanza pubblica, previsti a normativa vigente, possono determinare rispetto alla necessità di ottemperare alle citate disposizioni del decreto n. 133/14, "Sblocca Italia".

Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Con la delibera 15 gennaio 2015, 6/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dell'MTI-2, finalizzato all'integrazione e all'aggiornamento del sistema di regole individuate con

l'MTI, fondato su una matrice di schemi regolatori tesa a individuare le regole selettive più efficaci rispetto agli obiettivi selezionati dai soggetti competenti e alle priorità di intervento dai medesimi rilevate sul proprio territorio, intendendo altresì promuovere una progressiva convergenza verso una situazione maggiormente uniforme sul territorio nazionale.

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 406/2015/R/idr, l'Autorità ha quindi illustrato l'inquadramento generale e le linee di intervento relative all'MTI-2 nel quale, in considerazione degli esiti correlati alla regolazione tariffaria degli anni 2014 e 2015, nonché dell'evoluzione normativa, è stata presentata una declinazione della regolazione applicabile ulteriormente differenziata rispetto a quanto previsto con l'MTI. In particolare, con il medesimo documento è stata esplicitata la necessità di tener conto, in sede di definizione della nuova regolazione tariffaria del SII, della necessità di contemporaneamente e ricondurre a sistema le seguenti principali finalità:

- rafforzare l'approccio asimmetrico e innovativo che, attraverso una regolazione per schemi, ha caratterizzato l'MTI per gli anni 2014 e 2015;
- favorire la progressiva applicazione delle previsioni recate dal decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", con riferimento all'attivazione della gestione unica a livello di ATO;
- superare situazioni eccezionali di disequilibrio delle gestioni, le cui criticità non possano trovare piena soluzione nell'ambito della regolazione generalmente applicabile e per le quali l'Autorità stava parallelamente definendo, con il documento per la consultazione 230/2015/R/idr, misure urgenti e programmate di perequazione, garantendo, da un lato, la sostenibilità dei corrispettivi applicati all'utenza e, dall'altro, le condizioni di efficienza per indurre l'equilibrio economico-finanziario degli operatori.

Dato l'elevato grado di condivisione registrato da parte degli *stakeholders* in esito alla menzionata consultazione, nel successivo documento per la consultazione 26 novembre 2015, 577/2015/R/idr, è stata confermata l'impostazione prospettata dall'Autorità, dettagliando ulteriormente gli aspetti tariffari attinenti, in particolare, alle regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché all'individuazione

dei parametri macroeconomici di riferimento e dei parametri legati alla ripartizione dei rischi nell'ambito della regolazione del settore idrico.

Il processo di consultazione, che al fine di incrementare la condivisione dell'azione regolatoria è stato integrato da specifici incontri con gli *stakeholders*, si è concluso con l'adozione della delibera 664/2015/R/idr, con la quale l'Autorità ha approvato l'MTI-2.

In continuità con l'MTI e in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, con l'MTI-2 è stata quindi confermata l'impostazione generale volta alla responsabilizzazione e alla coerenza delle decisioni assunte a livello decentrato essenzialmente dagli enti di governo dell'ambito, alla struttura del VRG, alla presenza di un vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario Θ da applicare alle quote fisse e variabili della struttura tariffaria adottata da ciascuna gestione, nel rispetto del principio di copertura dei costi efficienti di investimento e di esercizio, alle misure di sostegno alla spesa per gli investimenti⁹ e alla valorizzazione di componenti di costo relative a immobilizzazioni di terzi o realizzate con contributi pubblici.

Con il nuovo metodo tariffario, inoltre, l'Autorità ha introdotto alcuni elementi di novità principalmente finalizzati a tener conto di un *framework* nazionale più articolato, derivante dalla maggiore complessità delle scelte demandate a livello decentrato (in ordine ai processi di aggregazione delle gestioni, alla eventuale richiesta di misure perequative volte all'equilibrio economico-finanziario delle stesse e ai livelli di qualità contrattuale da garantire all'utenza), nonché a incentivare, oltre agli investimenti, la sostenibilità dei corrispettivi tariffari all'utenza, la razionalizzazione delle gestioni e l'introduzione di miglioramenti qualitativi, prevedendo un fattore di ripartizione tra gestore e consumatori (*sharing*) da applicare al limite di prezzo in funzione di condizionalità riferite alla componente dei costi operativi. Tale fattore di *sharing* è stato posto pari a 0,5%, valore individuato in ragione della necessità, da un lato, di contenere l'impatto delle variazioni tariffarie sull'utenza e, dall'altro, di favorire la razionalizzazione degli oneri sostenuti dalla gestione nel rispetto del principio di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento.

La regolazione tariffaria generalmente applicabile nel secondo periodo regolatorio è riconducibile a una matrice costituita da sei diversi schemi regolatori, nell'ambito della quale ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato in relazione:

⁹ Mediante la componente tariffaria FoNI per il finanziamento anticipato dei nuovi investimenti, valorizzata al ricorrere di determinate casistiche.

- al fabbisogno di investimenti in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti (in continuità con l'MTI);
- all'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore (principalmente legata a processi di aggregazione o a rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati);
- all'entità dei costi operativi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore Opex *pro capite* medio (OPM), stimato con riferimento all'anno 2014 per l'intero settore.

In aggiunta, è stato previsto uno schema regolatorio virtuale, nei casi in cui l'ente di governo dell'ambito, in fase di aggregazione di gestioni, non disponga di un corredo informativo per oltre la metà della popolazione servita dal nuovo gestore d'ambito. Lo schema regolatorio virtuale si caratterizza per i medesimi criteri tariffari rinvenibili nella matrice di schemi regolatori, ma tiene conto della necessità di adottare specifiche assunzioni nella valorizzazione delle componenti di costo iniziali per le quali si procede a una ricostruzione parametrica su base *benchmark*.

Infine, è stata prevista l'opportunità di individuare condizioni specifiche di regolazione, a carattere individuale, che possono essere declinate solo nei casi di accoglimento delle istanze di accesso alla perequazione e che hanno durata limitata e predefinita. Al termine del periodo di vigenza di tali condizioni si applicherà uno dei sei schemi regolatori previsti dalla matrice.

La delibera 664/2015/R/idr prevede una durata del periodo regolatorio quadriennale per la valorizzazione del moltiplicatore tariffario e delle componenti di costo riconosciute, con un aggiornamento biennale del valore della *Regulatory Asset Base* (RAB), delle componenti di costo operativo qualificate aggiornabili, delle eventuali modifiche relative al calcolo delle componenti degli oneri finanziari e fiscali, che porterà ad un aggiornamento del moltiplicatore tariffario Θ per il secondo biennio 2018-2019. È stata prevista, inoltre, la possibilità di procedere ad una revisione infra periodo della predisposizione tariffaria su istanza motivata a fronte di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Per quanto attiene all'esclusione dall'aggiornamento tariffario, il provvedimento ha disposto che, oltre alle casistiche già previste nel primo periodo regolatorio - mancata adozione della Carta dei servizi, fatturazione all'utenza domestica di un consumo minimo impegnato, mancata consegna degli impianti al gestore d'ambito, titolo ad esercire il servizio dichiarato invalido o su cui pende un contenzioso giurisdizionale -, siano esclusi anche tutti i soggetti gestori diversi dai gestori d'ambito, cessati *ex lege*, che eserciscono il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, le gestioni che non provvedano al versamento alla CSEA delle componenti tariffarie perequative specificamente istituite¹⁰ e le gestioni che non risultino essere dotate degli strumenti attuativi necessari per adempiere agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano, previsti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, e s.m.i.¹¹. L'Autorità ha ritenuto infatti che l'esecuzione dei controlli da parte del gestore, oltre a costituire un obbligo normativo, rappresenti garanzia imprescindibile della salubrità dell'acqua distribuita alle utenze per uso idropotabile e, in definitiva, della tutela dei consumatori.

Con particolare riferimento alla copertura efficiente delle componenti di costo riconducibili al reperimento dei finanziamenti, in continuità con il precedente periodo regolatorio l'Autorità ha mantenuto il riconoscimento dei soli oneri finanziari e fiscali standardizzati, sostituendo però il tasso *risk free* nominale, posto pari al BTP decennale, con un tasso *risk free* reale, valutato sulla base dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA, adeguato attraverso un parametro specifico per la rischiosità del settore idrico italiano, il *Water Utility Risk Premium* (WRP), posto pari all'1,5% e riconducibile, in particolare, ai seguenti fattori di rischio:

- il differenziale collegato a investimenti c.d. *risk free* in Italia;
- gli ulteriori elementi connessi alla dimensione media, generalmente ridotta, degli operatori del settore;
- gli ulteriori differenziali connessi alla natura generalmente pubblica e locale dei soci dei gestori del SII, nella maggioranza

¹⁰ Tra cui la componente tariffaria U₁, introdotta con la delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, a vantaggio delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nel maggio del 2012, sulla quale, tra l'altro, l'Autorità è di recente intervenuta individuando le regole per la copertura dei crediti non riscossi, più diffusamente trattate nel successivo paragrafo "Riconoscimento oneri morosità relativi alle utenze colpite da eventi sismici".

¹¹ Il decreto legislativo n. 31/01 reca, infatti, l'attuazione della direttiva 98/83/CE relativa alla qualità delle acque destinate al consumo umano. Lo specifico riferimento è all'esecuzione dei controlli definiti dal medesimo decreto legislativo come "controlli interni".

dei casi enti locali, le cui modalità di finanziamento risentono dei vincoli di finanza pubblica imposti dalle norme vigenti.

Relativamente ai costi operativi, la delibera 664/2015/R/idr mantiene la distinzione tra costi operativi endogeni (prevedendo il blocco della relativa soglia massima, salvo la possibilità di richiedere costi più elevati in ragione dell'implementazione della nuova regolazione introdotta dall'Autorità in materia di qualità contrattuale) e costi operativi aggiornabili, sia ampliando l'ambito di applicazione della regolazione di tipo *rolling cap* anche ai costi di approvvigionamento di acqua di terzi, sia prevedendo un fattore di ripartizione degli oneri che derivano dalla variazione dei pertinenti moltiplicatori tariffari, al fine di rafforzare l'incentivo all'adozione di misure per la razionalizzazione della quantità di risorsa acquistata da terzi, tese, tra l'altro, al contenimento del fenomeno delle dispersioni di rete. È prevista inoltre - qualora si fosse in presenza di un processo di integrazione gestionale, ovvero di rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati - la possibilità di riconoscimento dei connessi oneri aggiuntivi, previa motivata istanza dell'ente di governo dell'ambito, che risulti in possesso di un adeguato set di dati (non ricorrendo dunque i presupposti per l'applicazione del c.d. "schema regolatorio virtuale").

Per quanto concerne i costi ambientali e della risorsa, nell'MTI-2 viene ampliata la tipologia di oneri da poter ricomprendere nella componente ERC tramite la valorizzazione di alcuni costi operativi afferenti alla depurazione, alla potabilizzazione e al telecontrollo. Si rimanda al paragrafo successivo per un più esaustivo approfondimento.

Nell'MTI-2, in continuità con il precedente periodo regolatorio, sono individuate misure tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, confermando l'impostazione generale utilizzata nell'MTI in relazione al trattamento delle componenti a conguaglio inserite nel VRG, nonché ai criteri per il riconoscimento di una parte degli oneri relativi alla morosità degli utenti, considerando la diversa incidenza del fenomeno sul territorio nazionale (Nord, Centro, Sud) e incentivando al contempo l'adozione di meccanismi per una gestione efficiente del credito, anche tenuto conto delle recenti disposizioni della legge n. 221/15, richiamate nel Capitolo 1 di questo Volume.

Il nuovo metodo tariffario MTI-2 prevede, inoltre, meccanismi incentivanti per il miglioramento della qualità contrattuale e tecnica del servizio, introducendo un meccanismo di premi/penalità, alimentato da una specifica componente tariffaria UI_2 , obbligatoria per tutti i gestori, da destinare ad uno specifico fondo per la qualità appositamente istituito presso la CSEA. Tale fondo, in sede di prima attivazione, è volto a promuovere - premiando le *best practices* - la crescita dei livelli di qualità contrattuale rispetto ai parametri definiti dalla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr¹², e dal relativo Allegato A, recante *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII).

Nelle more del completamento del procedimento avviato con la delibera 15 gennaio 2015, 8/2015/R/idr, per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, la delibera 664/2015/R/idr rimanda agli enti di governo dell'ambito la possibilità di modificare la struttura dei corrispettivi applicati agli utenti finali, nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità (tra cui quella di non variare il gettito tariffario di ciascuna categoria di utenza di oltre il 10%, in aumento o in diminuzione), e ad un successivo provvedimento la definizione della nuova struttura dei corrispettivi di collettamento e depurazione da applicare all'utenza industriale.

All'interno della nuova metodologia tariffaria, sono state inoltre definite le direttrici della medesima che, in base alle prescrizioni della Corte costituzionale, devono trovare applicazione sull'intero territorio nazionale, ivi comprese le regioni a statuto speciale, al fine di «salvaguarda[re] l'interesse statale a una regolazione stabile e idonea a garantire gli investimenti necessari, un servizio efficiente e di qualità, nonché la tutela degli utenti finali»¹³. Tali direttrici sono state individuate, a tutela dell'utenza e dei livelli minimi di qualità del servizio, nelle disposizioni dell'MTI-2 afferenti:

- alle componenti di costo ammissibili al riconoscimento tariffario e alla struttura del VRG;
- al limite massimo alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario Θ ;
- alle regole tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, riconducibili alla determinazione del valore residuo in caso di

¹² La regolazione della qualità contrattuale disposta dalla delibera 655/2015/R/idr è illustrata nel successivo paragrafo "Regolazione della qualità contrattuale nel SII".

¹³ Cfr. la sentenza della Corte costituzionale n. 142 del 2015.

subentro, al riconoscimento parametrico dei costi di morosità e ai meccanismi di conguaglio per determinate voci di costo.

L'iter procedurale relativo all'approvazione tariffaria prevede che gli enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, trasmettano all'Autorità, entro il 30 aprile 2016, la propria predisposizione completa dell'intera documentazione (Programma degli interventi, Piano economico-finanziario, convenzione di gestione, relazione di accompagnamento, atti deliberativi di predisposizione tariffaria e aggiornamento dei dati necessari). Viene confermato il meccanismo volto a superare l'eventuale inerzia dei soggetti competenti a livello locale alla predisposizione tariffaria. Infine, con le determinazioni 30 marzo 2016, 2/2016 - DSID e 3/2016 - DSID, sono stati approvati gli schemi tipo per la presentazione degli atti e delle informazioni, necessari all'approvazione della proposta tariffaria. È stata, altresì, fornita la modulistica standard per la raccolta dei dati richiesti, nonché per la simulazione del calcolo tariffario, elaborando, a titolo esemplificativo, un *tool* di calcolo utilizzabile, in particolare, per le proposte tariffarie relative a contesti non caratterizzati da rilevanti specificità o complessità legate, tra l'altro, ai processi di riorganizzazione in corso, secondo quanto previsto dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "decreto Sblocca Italia").

Costi ambientali e della risorsa per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Alla luce dei dati e delle informazioni raccolti nelle precedenti predisposizioni tariffarie e in considerazione delle *Linee guida* del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sistematizzate nel decreto ministeriale 24 febbraio 2015, n. 39, *Regolamento recante i criteri per la definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua*, il graduale processo di esplicitazione degli oneri riconducibili alla componente ERC è proseguito, nell'ambito della definizione dell'MTI-2, ed è stato approvato con la richiamata delibera 664/2015/R/idr. Tra le attività da ricomprendere nella valorizzazione dei costi ambientali e della

risorsa, ai fini della determinazione della componente ERC, l'Autorità ha indicato, oltre alle voci di oneri locali già definite nell'ambito dell'MTI, anche i costi operativi afferenti all'attività di depurazione, alla potabilizzazione – quale indicazione della cattiva allocazione della risorsa idrica – e alle operazioni di telecontrollo, come *proxy* del costo per la ricerca e la prevenzione delle perdite idriche.

Ai fini della determinazione tariffaria, la componente ERC per ciascuno degli anni 2016, 2017, 2018 e 2019 è valorizzata come la somma dei costi ambientali e della risorsa endogeni (ERC_{end}), tra i quali sono ricomprese le voci del costo operativo afferenti alla depurazione, alla potabilizzazione e al telecontrollo, e dei costi ambientali e della risorsa aggiornabili (ERC_a), che ricomprendono gli oneri locali, nello specifico canoni di derivazione/sottensione idrica, contributi per consorzi di bonifica, contributi a comunità montane, canoni per la restituzione delle acque, oneri per la gestione di aree di salvaguardia, per la parte in cui le medesime voci siano destinate all'attuazione di specifiche misure connesse alla tutela e alla produzione delle risorse idriche, alla riduzione/eliminazione del danno ambientale oppure al contenimento o alla mitigazione del costo-opportunità della risorsa.

Riconoscimento degli oneri di morosità relativi alle utenze colpite da eventi sismici

Con la delibera 6/2013/R/com¹⁴, l'Autorità ha introdotto specifiche agevolazioni tariffarie e previsto la rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 20 maggio 2012 e successivi, istituendo contestualmente la componente tariffaria UI₁ per la perequazione dei costi relativi ai servizi di acquedotto, di fognatura e di depurazione. Tale componente tariffaria è applicata da tutti i gestori e versata alla CSEA, presso la quale è stato istituito un apposito Conto per la perequazione, che a sua volta provvederà a versare ai gestori interessati gli importi a copertura delle agevolazioni erogate.

La sopracitata delibera ha, altresì, previsto che il gestore, in caso di successivo mancato pagamento da parte degli utenti finali dei crediti sospesi¹⁵, possa accedere a un apposito meccanismo di

¹⁴ La delibera 6/2013/R/com è stata modificata e integrata nelle sue modalità applicative dalle delibere 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, 21 marzo 2013, 118/2013/R/idr, e 21 novembre 2013, 529/2013/R/com.

¹⁵ Con la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, l'Autorità aveva provveduto a sospendere, a partire dal 20 maggio 2012, i termini di pagamento sia delle fatture emesse o da emettere, relative alla fornitura di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate, sia delle fatture del SII (comprensivo di ciascun singolo servizio che lo compone) per le utenze site nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, come individuati dai provvedimenti delle Autorità competenti. Con la successiva delibera 26 luglio 2012, 314/2012/R/com, tale periodo di sospensione era stato fissato in sei mesi.

copertura dei crediti non riscossi, definito con successivo provvedimento dall'Autorità, presentando apposita istanza alla CSEA. A seguito del documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, con il quale l'Autorità ha proposto i propri orientamenti in relazione alle modalità di copertura del rischio di morosità, relativo alle forniture in oggetto, con la delibera 17 dicembre 2015, 627/2015/R/com, l'Autorità ha definito i meccanismi di riconoscimento dei crediti non riscossi, differenziandoli per gli esercenti dei settori energetici e per i gestori del SII, tenuto conto delle diverse caratteristiche del servizio e della differenziata regolazione tariffaria tra settori. Con riferimento ai gestori del SII, l'Autorità ha previsto che i crediti non riscossi ammessi a compensazione siano determinati in misura parametrica, come il 70% dell'ammontare complessivo degli importi relativi a fatture i cui termini di pagamento siano scaduti da almeno 24 mesi, al fine di incentivare una gestione efficiente del credito e minimizzando al contempo il rischio di un eventuale mancato incasso dei crediti maturati nel periodo di sospensione dei pagamenti.

Per il riconoscimento di tali crediti, quindi, il gestore del SII deve presentare apposita istanza alla CSEA e deve inoltre dimostrare di aver provveduto a effettuare la tempestiva costituzione in mora e di aver avviato, con riferimento agli utenti sottoposti a procedure concorsuali o dichiarati insolventi, le azioni previste dalla normativa primaria a tutela del credito. Successivamente alla presentazione dell'istanza da parte del gestore, la CSEA provvede alla quantificazione e alla liquidazione degli ammontari di morosità relativi alle fatture oggetto di sospensione dei termini di pagamento, potendo eventualmente svolgere nell'esercizio delle sue funzioni verifiche a campione circa la correttezza, la coerenza e la veridicità degli importi e delle informazioni dichiarati dal gestore.

In analogia con quanto previsto nei settori dell'energia elettrica e del gas, la partecipazione al meccanismo di reintegrazione degli oneri di morosità avviene su base volontaria e il gestore del SII, che intenda avvalersi del meccanismo di compensazione, ha la possibilità di aggiornare negli anni successivi l'istanza di rimborso precedentemente presentata. È, inoltre, previsto che qualora

l'ammontare dei crediti non riscossi e non riconosciuti dal meccanismo sia tale da compromettere l'equilibrio finanziario delle gestioni, l'ente di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore del SII, possa presentare all'Autorità apposita istanza per il riconoscimento di tali maggiori costi.

Approfondimenti tecnici per lo sviluppo delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura

Nell'ambito del procedimento per l'adozione di una metodologia di determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e di depurazione da applicare all'utenza industriale, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, e volto a superare talune criticità riscontrate nel settore - tra cui principalmente sia la difformità di trattamento tra gli scarichi con il medesimo profilo inquinante, riconducibile all'eterogeneità dei metodi e dei criteri attualmente applicati sul territorio nazionale, sia le distorsioni derivanti dall'instaurarsi di sussidi incrociati fra diverse tipologie di utenza cui sono associati differenti impatti ambientali - l'Autorità aveva posto in consultazione¹⁶ una tariffa uniforme all'interno del perimetro dell'ATO e individuato, quali *driver* di attribuzione dei costi, i volumi scaricati per il servizio di fognatura/collettamento, la concentrazione dei diversi inquinanti da rimuovere e i volumi trattati per il servizio di depurazione¹⁷.

Nel corso del 2015, anche in funzione degli approfondimenti svolti nell'ambito dell'Analisi di impatto regolatorio (AIR) cui è stato sottoposto il procedimento¹⁸, è proseguito l'intenso e proficuo dialogo con le associazioni e gli esperti del settore, anche attraverso l'organizzazione di tavoli di confronto, all'uopo allestiti. Nello specifico, è stata intensificata la collaborazione con alcuni dipartimenti universitari per lo sviluppo di un nuovo modello di tariffa per reflui industriali, che recepisca i progressi tecnologici nel frattempo avvenuti e tenga conto della contestuale evoluzione del quadro legislativo, conducendo altresì un'approfondita ricognizione delle modalità attualmente adottate di smaltimento

¹⁶ Con i documenti per la consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, e 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr.

¹⁷ Nel rispetto dei criteri in materia, rinvenibili nell'art. 155 del decreto legislativo n. 152/06, il quale, al comma 5, dispone che la tariffa del servizio di fognatura e depurazione applicabile ai reflui industriali sia individuata «sulla base della qualità e della quantità delle acque reflue scaricate e sulla base del principio "chi inquina paga"».

¹⁸ Nonché della raccolta dati cui hanno partecipato alcuni enti di governo dell'ambito volontari, volta ad approfondire l'impatto della modifica regolatoria sugli utenti industriali e civili.

e di recupero dei fanghi di depurazione, dei relativi costi e delle criticità emergenti; infine, in considerazione della stretta connessione con la disciplina dell'*unbundling* contabile, nel documento per la consultazione 23 luglio 2015, 379/2015/R/idr¹⁹, recante *Separazione contabile del SII ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono*, è stata formulata una proposta di suddivisione dell'attività di depurazione nei comparti di separazione contabile di "trattamenti convenzionali" e di "trattamenti avanzati e speciali", con l'intento perspicuo di dare adeguata applicazione al principio *polluter pays principle*.

A seguito sia degli approfondimenti condotti, anche in relazione alla successiva rassegna e all'analisi dei modelli tariffari per i reflui industriali adottati da un campione di regolatori europei²⁰, sia della estesa interlocuzione proseguita con tutte le categorie di *stakeholders*, sia delle osservazioni pervenute al già citato documento per la consultazione 379/2015/R/idr (il cui esito ha indotto l'Autorità a prevedere nel transitorio criteri di semplificazione, unificando provvisoriamente i comparti di separazione contabile inizialmente previsti per l'attività di depurazione), l'orientamento dell'Autorità si è infine concretizzato nella proposta, contenuta nel documento per la consultazione 577/2015/R/idr²¹; in quest'ultimo si propone una tariffa di collettamento e di depurazione per le utenze industriali autorizzate allo scarico in pubblica fognatura con una struttura trinomica, in cui il corrispettivo dovuto si articolerebbe in una prima quota fissa unica per fognatura e depurazione (attribuita agli utenti industriali a copertura dei costi fissi dei servizi di fognatura e depurazione erogati nell'ATO), in una seconda quota fissa denominata "di capacità" (attribuita agli utenti industriali in relazione alla potenza depurativa impegnata per garantire il trattamento del refluo industriale) e in una quota variabile comprendente il corrispettivo unitario per il servizio di fognatura e il corrispettivo unitario per il servizio di depurazione. Tuttavia, con la successiva delibera 664/2015/R/idr, l'Autorità ha previsto che l'introduzione della prospettata tariffa trinomica sia oggetto di ulteriori approfondimenti in uno specifico tavolo di confronto con gli operatori del settore.

Disposizioni urgenti in tema di switching per i clienti finali gestori del SII interessati dalla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica

Con la delibera 4 dicembre 2014, 602/2014/R/eel, l'Autorità, al fine di minimizzare il rischio che il cliente finale gestore del SII sia temporaneamente rifornito di energia elettrica tramite il servizio di salvaguardia, il cui costo è generalmente più alto rispetto al costo di acquisto nel mercato libero, ha adottato una disciplina speciale che definisce, nei casi di clienti finali gestori del SII, una tempistica delle procedure di *switching* più contenuta rispetto a quanto previsto dalla delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08.

Tuttavia, pur in presenza della richiamata tutela speciale, in seguito alla risoluzione di un contratto di trasporto di energia elettrica, che ha determinato per l'utente di dispacciamento titolare del contratto la perdita del diritto a (far) prelevare presso i suoi punti di prelievo con effetto dall'1 aprile 2015, si sono verificati casi di impossibilità materiale da parte di alcuni gestori del SII, titolari di punti di prelievo interessati dalla risoluzione, ad ottenere entro tale data l'esecuzione di un nuovo contratto di fornitura nell'ambito del mercato libero. Considerata l'urgenza derivante dall'imminente scadenza del contratto di trasporto, l'Autorità, con la delibera 26 marzo 2015, 136/2015/R/eel, ha previsto:

- procedure straordinarie di *switching* per i punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali gestori del SII, volte ad agevolare la conclusione di contratti di fornitura nel mercato libero prima della decorrenza della richiamata risoluzione del contratto di trasporto;
- la facoltà per il nuovo utente del dispacciamento di richiedere, entro i due mesi successivi all'attivazione (aprile-maggio 2015), lo *switching* dei medesimi punti di prelievo, nei casi in cui sia stato attivato, per i medesimi soggetti titolari dei punti di prelievo, il servizio di salvaguardia a seguito della decorrenza della richiamata risoluzione del contratto di trasporto.

¹⁹ Il documento per la consultazione 379/2015/R/idr è stato illustrato nel paragrafo "Regolazione dell'*unbundling*".

²⁰ Mediante l'utilizzo della c.d. "Mogden formula" nell'applicazione classica ed evoluta.

²¹ Il documento per la consultazione 577/2015/R/idr è stato illustrato nel paragrafo "Regolazione tariffaria".

Avvio di Indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione adottate nei Programmi degli interventi del SII

Nel *Quadro strategico dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per il quadriennio 2015-2018*, di cui all'Allegato A alla delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A, l'Autorità ha indicato, tra gli obiettivi strategici della regolazione nel settore idrico, lo sviluppo di misure sia per la regolazione e il controllo dei Pdl sia per il finanziamento delle infrastrutture idriche, che comprende la valutazione dei Pdl²² elaborati dagli enti di governo dell'ambito, indicando la necessità di verificare la «coerenza fra le criticità rilevate sul territorio e la pianificazione tecnico-economica proposta». Al fine di perseguire tale obiettivo, con la delibera 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione nei Pdl del SII, in termini sia di fattibilità tecnica sia di sostenibilità finanziaria, ambientale e sociale, nonché di valutazione dei rischi, con l'obiettivo di determinarne il grado di efficienza per quanto riguarda l'allocazione delle risorse economiche.

L'analisi verrà condotta su un numero limitato di Pdl, rappresentativi del contesto nazionale in cui viene gestito il SII. Gli esiti di tale Indagine consentiranno di valutare la possibile applicazione dei metodi per l'allocazione efficiente delle risorse economiche, proposti dalla letteratura economico-scientifica per il SII, nonché di integrare le disposizioni per la redazione dei futuri Pdl secondo criteri di efficienza dell'allocazione delle risorse economiche, in modo da identificare criteri di analisi degli scostamenti dai livelli ottimali di allocazione e criteri di comparazione fra le possibili strategie di realizzazione; ciò per definire un eventuale successivo sistema di valutazione di conformità delle strategie di pianificazione, quale elemento vincolante alle future approvazioni tariffarie.

Nelle more del completamento dell'Indagine, in fase di aggiornamento degli strumenti informativi di supporto alla predisposizione tariffaria per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha proceduto altresì ad una revisione dei contenuti minimi standard per la redazione del Pdl recati nel MTI-2²³, allo scopo di conseguire il duplice vantaggio di agevolare l'attività di verifica in ordine alla completezza delle informazioni che devono essere riportate negli stessi Pdl e, al contempo, garantire una maggior fruibilità dell'informazione in essi contenuta, permettendo una valutazione equiparabile e omogenea dei fabbisogni di investimento nelle diverse situazioni presenti sul territorio.

Il nuovo schema-tipo del Pdl così definito è connotato dai seguenti contenuti minimi essenziali:

- rivisitazione delle criticità riscontrate sul territorio di competenza, funzionali ad assicurare una migliore correlazione rispetto agli obiettivi e agli interventi individuati. La rilevanza e l'intensità di ciascuna criticità sono valutate, rispettivamente, in base alla popolazione dalle medesime interessata e all'utilizzo di opportuni indicatori di performance;
- elenco degli obiettivi che si intendono perseguire in risposta a ciascuna delle menzionate criticità e indicazione dei corrispondenti valori obiettivo per la nuova pianificazione (individuati tramite l'utilizzo dei citati indicatori di performance);
- interventi selezionati e opzioni progettuali analizzate, evidenziandone la coerenza con la pianificazione d'ambito e gli strumenti di pianificazione regionali e di distretto idrografico;
- quantificazione degli interventi e tempistica di realizzazione (cronoprogramma), con l'esplicitazione della popolazione interessata da ciascun intervento;
- adeguata motivazione di eventuali scostamenti tra le previsioni di investimento dettagliate per il 2016 e il 2017 e quelle comunicate per le medesime annualità nell'ambito delle predisposizioni tariffarie dell'MTI.

²² Giova ricordare che il Pdl rappresenta, tra gli atti costituenti i Piani d'ambito di cui all'art. 149 del decreto legislativo n. 152/06, lo strumento deputato alla pianificazione, da parte degli enti di governo dell'ambito, degli investimenti ricompresi all'interno del perimetro del SII, sviluppato per un orizzonte temporale coincidente con la durata della gestione. Il quadro normativo di riferimento di tutela e gestione della risorsa idrica, all'interno del quale è inserito il Piano d'ambito, prevede tuttavia diversi livelli di pianificazione (regionale, di bacino distrettuale e locale), con la conseguente necessità di coerenza delle strategie di intervento rispetto agli obiettivi identificati a ciascun livello sovraordinato.

²³ Cfr. l'art. 7, comma 3, lettera d), punto i., della delibera 664/2015/R/idr.

Regolazione dell'unbundling

La definizione del quadro regolatorio in materia di *unbundling* contabile del SII, avviata nel 2012 con la delibera 4 agosto 2011, ARG/com 115/11, come successivamente integrata dalla delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, è proseguita nel corso del 2015 attraverso un ampio processo di consultazione²⁴ sia con la pubblicazione di specifici documenti per la consultazione dedicati all'*unbundling* idrico, sia con l'istituzione di un apposito tavolo tecnico²⁵ con le associazioni di categoria e i principali operatori del settore. Le specificità del settore idrico, che si caratterizza come un monopolio naturale su scala locale, in cui operano un numero elevato di gestori, di dimensioni alle volte molto ridotte, nonché numerosi gestori *multiutility*, hanno fatto emergere la necessità di effettuare ulteriori approfondimenti tecnici rispetto a quanto segnalato dagli operatori nelle consultazioni.

Le attività di approfondimento svolte sono risultate, quindi, funzionali alla pubblicazione del documento per la consultazione 379/2015/R/idr, con il quale l'Autorità ha illustrato orientamenti semplificati, rispetto a quelli presentati nel documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, relativamente agli obblighi di separazione contabile per i gestori del SII. Nel documento, l'Autorità ha preliminarmente presentato gli obiettivi generali e specifici dell'intervento, consistenti, nello specifico, nella definizione sia di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale dei gestori, sia di corrispettivi tariffari *cost reflective* per i singoli servizi

componenti il SII (acquedotto, fognatura e depurazione)²⁶. L'Autorità ha inoltre chiarito che i dati di *unbundling* sarebbero stati funzionali anche all'evidenziazione dei costi sottesi alle attività svolte dal gestore dell'acquedotto per il riparto della tariffa nel caso in cui i singoli servizi componenti il SII siano gestiti separatamente²⁷, evidenziando che la definizione delle regole di separazione contabile sarebbe risultata preordinata al completamento del percorso avviato con la delibera 15 gennaio 2015, 7/2015/R/idr, finalizzato, per l'appunto, a uniformare i criteri e i procedimenti per la riscossione e il riparto della tariffa.

Nel documento l'Autorità ha, dunque, prospettato una perimetrazione in attività e comparti²⁸ di separazione contabile, volta a rispecchiare maggiormente le principali fasi della filiera idrica, identificando un'attività per ognuno dei singoli servizi componenti il SII; sono state individuate poi l'attività "altre attività idriche" - comprendente tutte le attività e i processi che, non rientrando nella definizione di SII, occorre tenere distinti per evitare sussidi incrociati tra attività regolate e attività non regolate, ivi inclusa la riscossione della tariffa in caso di gestione non integrata del SII - e l'attività residuale "attività diverse", prevista in analogia ai settori dell'energia elettrica e del gas. I comparti di separazione contabile relativi alle attività sono stati individuati tenendo conto delle peculiarità delle gestioni operanti sul territorio nazionale, al fine di isolare i costi e i ricavi attinenti a specifiche fasi del servizio idrico e di esplicitare il costo ambientale e della risorsa. A tale proposito, è stata formulata una proposta di suddivisione dell'"attività

24 Nell'ambito di tale processo, l'Autorità aveva presentato i primi orientamenti in materia di *unbundling* contabile del SII con il documento per la consultazione 82/2013/R/com. Gli esiti della consultazione avevano fatto emergere una sostanziale esigenza di semplificazione rispetto agli orientamenti ivi riportati, per cui con il successivo documento del 30 ottobre 2014, 539/2014/R/idr, era stata proposta una perimetrazione delle attività oggetto di separazione contabile maggiormente rispondente a criteri di semplificazione.

25 I principali *stakeholders* del settore sono stati convocati nei mesi di novembre 2014 e marzo 2015 in vista della pubblicazione dei documenti per la consultazione, nonché nel mese di febbraio 2016 in vista della pubblicazione del provvedimento finale.

26 Come disposto dall'art. 154, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, che stabilisce che «la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere [...], in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga". Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo».

27 In ottemperanza al dettato del decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", che ha modificato l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo che l'Autorità individui i criteri per il riparto della tariffa e dei relativi costi di riscossione tra gestori, in caso di gestione non integrata del SII.

28 Le attività sono oggetti contabili definiti come fasi operative che possono essere gestite come imprese separate e i comparti sono definiti come unità logico-organizzative che individuano un'aggregazione di valori economici e patrimoniali per destinazioni più analitiche rispetto alle attività.

di depurazione" nei comparti di "trattamenti convenzionali", "trattamenti avanzati e speciali" e "misura della depurazione".

Nel documento è stata altresì consultata l'ipotesi di:

- applicare al settore idrico i medesimi servizi comuni e i relativi *driver* di ribaltamento previsti dal *Testo integrato unbundling contabile* (TIUC), Allegato A alla delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com²⁹, per i settori dell'energia elettrica e del gas;
- prevedere l'introduzione di due funzioni operative condivise specifiche del SII, individuate nella "funzione operativa condivisa di gestione utenze idriche" e nella "funzione operativa condivisa di verifica e controllo"³⁰;
- in un'ottica di continuità regolatoria e di minimizzazione dei costi amministrativi per gli esercenti, lasciare invariata la struttura delle altre funzioni operative condivise.

Sono state, infine, ipotizzate le prime indicazioni in ordine alla semplificazione e alla razionalizzazione degli obblighi informativi posti a carico dei soggetti esercenti il servizio, con particolare riguardo ai soggetti di minori dimensioni, rimandando a un successivo documento per la consultazione l'approfondimento degli aspetti connessi all'articolazione della separazione contabile a livello di ATO.

Con il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 515/2015/R/idr, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in merito all'*unbundling* contabile del SII in vista dell'emanazione del provvedimento finale. Partendo dagli esiti della precedente consultazione, il sopraccitato documento ha sviluppato orientamenti in tema di:

- modalità e procedure di separazione contabile di costi e ricavi tra i diversi ATO, funzionali al supporto dell'attività di predisposizione tariffaria e in coerenza con la normativa primaria³¹, prevedendo contestualmente i relativi criteri di ribaltamento in caso di attribuzione indiretta delle poste contabili comuni a più ATO;

- trattamento contabile delle immobilizzazioni materiali e, in particolare, dei beni demaniali e patrimoniali indisponibili, dati in concessione al gestore del SII, prospettando le opportune riclassificazioni sia dal punto di vista patrimoniale sia dal punto di vista economico;
- semplificazione e razionalizzazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile per i gestori di minori dimensioni;
- prime indicazioni per la predisposizione degli schemi contabili per i conti annuali separati.

Relativamente alla perimetrazione di attività e comparti, il documento 515/2015/R/idr:

- ha precisato ulteriormente le definizioni delle attività e dei comparti;
- relativamente all'"attività di depurazione", nelle more della determinazione dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, ha previsto criteri transitori di semplificazione, unificando i comparti di separazione contabile relativi ai trattamenti convenzionali, ai trattamenti avanzati e speciali, nonché alla misura, precedentemente previsti.

A valle della richiamata consultazione, data l'ampiezza dell'intervento regolatorio in oggetto e accogliendo le richieste degli operatori, si è ritenuto opportuno estendere ulteriormente la fase di consultazione attraverso una ulteriore convocazione del tavolo tecnico, cui hanno partecipato le principali associazioni di categoria del settore. Il tavolo tecnico, che ha avuto luogo nel mese di febbraio 2016, ha consentito in particolare di sviluppare e approfondire gli aspetti inerenti alla separazione contabile in ATO, i dettagli relativi agli schemi contabili per

29 Ai sensi del TIUC, i servizi comuni sono definiti come unità logico-organizzative che svolgono funzioni in modo centralizzato riferite in generale all'intera impresa, mentre le funzioni operative condivise sono definite come funzioni aziendali, svolte anche attraverso una struttura dedicata, che prestano servizi di natura operativa, di tipo tecnico e/o commerciale, in maniera condivisa ad almeno due attività.

30 La "funzione operativa condivisa di gestione utenze idriche" è relativa allo svolgimento sia delle attività connesse alla gestione dell'utenza, ivi incluse le operazioni commerciali di voltura, subentro, gestione della morosità che, nella maggior parte dei casi, vengono effettuate congiuntamente per le attività di acquedotto fognatura e depurazione, sia delle attività connesse alla gestione delle utenze di gestori terzi (riscossione) in caso di gestione non integrata del SII; la "funzione operativa condivisa di verifica e controllo" è riferita alle operazioni di sopralluogo, ispezione, campionamento, analisi ed elaborazione dei risultati al fine di garantire la corretta quantificazione dei relativi costi nella componente tariffaria ERC, riguardante i costi ambientali e della risorsa.

31 L'art. 9 dell'Allegato al decreto del Ministero dei lavori pubblici 1 agosto 1996 dispone, infatti, che «il concessionario è tenuto a redigere il conto economico e lo stato patrimoniale per ciascuna gestione del servizio idrico integrato separatamente da quelli di altre gestioni, anche dello stesso settore».

i conti annuali separati e le definizioni delle principali grandezze tecniche.

Il procedimento si è concluso con la pubblicazione della delibera 137/2016/R/com, attraverso la quale l'Autorità ha emanato il nuovo TIUC, unico per tutti i servizi regolati dall'Autorità, con norme specifiche per il servizio idrico, le quali si applicano a tutti i gestori del SII che gestiscono il servizio in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e non dichiarato cessato *ex lege*, secondo quanto disposto dall'art. 172, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06.

Anche sulla base del criterio relativo al numero di abitanti residenti serviti, sono state individuate determinate soglie funzionali all'applicazione delle norme di separazione contabile. In particolare, è stato previsto che siano assoggettati al regime ordinario di separazione contabile, secondo le norme del TIUC, sia i gestori del SII ovvero dei singoli servizi che lo compongono, i quali svolgano una o più tra le attività di acquedotto, fognatura e depurazione e che servano almeno 50.000 abitanti, sia i gestori di maggiori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscano la captazione ovvero l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione.

Sono, altresì, tenuti al rispetto delle norme del regime ordinario di separazione contabile tutti i gestori del SII operanti in più ATO. I gestori che non rientrano nelle suddette categorie, sono tenuti ad applicare le norme di separazione contabile secondo il regime semplificato del SII, differenziato rispetto al regime semplificato applicato alle imprese elettriche e del gas, in ragione del diverso fabbisogno informativo necessario ai fini delle determinazioni tariffarie del settore idrico. A tal proposito, l'Autorità ha inteso attribuire agli enti di governo dell'ambito, competenti per il relativo ATO, il compito di individuare i soggetti di minori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscano la captazione ovvero l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione, da assoggettare al regime semplificato di separazione contabile; ciò tenuto conto delle funzioni che gli enti stessi sono già chiamati a svolgere in merito alla predisposizione della proposta tariffaria e delle maggiori informazioni da essi detenute sui contesti di competenza.

Con tale provvedimento sono stati sostanzialmente confermati gli orientamenti illustrati dall'Autorità nella consultazione 515/2015/R/idr con riferimento, in particolare, alla perimetrazione di attività e di comparti di separazione contabile, riportata nella tavola 5.1.

TAV. 5.1

Attività e comparti di separazione contabile del SII

ATTIVITÀ	COMPARTI
Acquedotto	<ul style="list-style-type: none"> • Captazione anche a usi multipli • Adduzione anche a usi multipli • Potabilizzazione • Distribuzione • Misura dell'acquedotto
Fognatura	<ul style="list-style-type: none"> • Fognatura nera e mista • Fognatura bianca • Misura della fognatura
Depurazione	
Altre attività idriche	<ul style="list-style-type: none"> • Attività idriche diverse da quelle rientranti nel SII • Riscossione^(A)
Attività diverse	

(A) Si precisa che l'attività di riscossione comprende l'insieme delle operazioni e delle attività di gestione delle utenze di terzi, effettuate dal gestore del servizio di acquedotto ai sensi dell'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06.

Fonte: AEEGSI.

Per quanto riguarda i servizi comuni e le funzioni operative condivise, in considerazione della presenza di numerosi gestori *multiutility* e al fine di permettere un'allocazione delle poste non direttamente attribuibili alle attività e ai comparti coerente tra settori, il provvedimento ha previsto:

- l'estensione a tutti i settori regolati dei medesimi servizi comuni già individuati dal TIUC per i settori *energy*;
- oltre alla conferma delle funzioni operative condivise vigenti, l'introduzione di una funzione operativa condivisa specifica per la gestione delle utenze idriche cui attribuire le poste, non direttamente allocabili, relative allo svolgimento delle attività connesse alla gestione dell'utenza. Al fine di evidenziare i costi ambientali e della risorsa nell'ambito del vincolo di riconoscimento dei ricavi garantiti al gestore, è stata, inoltre, prevista la disaggregazione della funzione operativa condivisa di telecontrollo, manutenzione e servizi tecnici con l'individuazione, in particolare, di una funzione operativa condivisa dedicata all'attività di telecontrollo e ricerca delle perdite.

Per quanto attiene all'articolazione della separazione contabile a livello di ATO, è stato previsto che tutti i gestori operanti su più ATO siano assoggettati al regime ordinario di separazione contabile e che gli stessi siano tenuti a suddividere per ATO le poste economiche e patrimoniali relative alle attività di acquedotto, fognatura e depurazione. Nel caso tale suddivisione non possa essere operata in maniera diretta, le poste economiche e patrimoniali non direttamente allocabili vengono attribuite a ciascun ATO, per la quota parte di competenza, mediante opportuni *driver*,

tenendo conto della natura del costo prevalente e della differente struttura organizzativa adottata dal gestore.

Le disposizioni di separazione contabile del SII trovano applicazione già a partire dall'esercizio 2016 e, al fine di consentire ai gestori i tempi necessari per l'adeguamento delle strutture informatiche e gestionali, è stato previsto, da un lato, che il primo esercizio sia da considerarsi sperimentale – non rilevando tali dati ai fini della predisposizione tariffaria per l'anno 2018 – e, dall'altro, che sia possibile ricorrere ai criteri di attribuzione *ex post* delle voci contabili. È stato, altresì, disposto che i gestori abbiano facoltà di provvedere, relativamente agli esercizi 2016 e 2017, alla predisposizione dei conti annuali separati secondo il regime semplificato di separazione contabile, posticipando al 2018 l'entrata in vigore degli obblighi previsti in relazione al regime ordinario. Inoltre, analogamente a quanto stabilito per i settori dell'energia elettrica e del gas, sono previste misure di sospensione di contributi/erogazioni da parte della CSEA anche nei confronti dei gestori del SII, qualora gli stessi non adempiano all'obbligo di trasmissione dei predetti conti annuali separati.

Con la medesima delibera è stata poi prevista l'integrazione del *Manuale di contabilità regolatoria*, per tenere conto delle novità introdotte dalla disciplina di separazione contabile per le imprese operanti nel settore idrico, con l'opportunità di riunire nuovamente il tavolo tecnico, le cui attività saranno incentrate sulla definizione delle specifiche tecniche di dettaglio necessarie per la redazione dei conti annuali separati da parte dei gestori del SII.

È stato disposto, infine, che i primi schemi contabili dei conti annuali separati relativi al SII siano pubblicati entro il 30 aprile 2016.

Convenzione tipo

Nel 2015 l'Autorità ha adottato la convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del SII, con la delibera 23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr, definendone i contenuti minimi essenziali. Tale delibera rappresenta un fondamentale elemento di completamento e raccordo della nuova disciplina, contribuendo a rafforzare la stabilità, la chiarezza e la coerenza del quadro di regole di riferimento.

Il provvedimento è stato adottato a seguito di un articolato procedimento, avviato con la delibera 26 settembre 2013, 412/2013/R/idr. Con la delibera 25 settembre 2014, 465/2014/R/idr, l'Autorità ha integrato e rinnovato il procedimento, per tener conto delle disposizioni normative introdotte dal decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", in tema di organizzazione territoriale del SII, di affidamento del servizio, di dotazioni dei soggetti gestori, di gestioni esistenti

e di regolazione dei rapporti tra gli enti di governo dell'ambito e i soggetti gestori.

Con il successivo documento per la consultazione 4 giugno 2015, 274/2015/R/idr, l'Autorità ha sottoposto a consultazione una struttura generale di convenzione tipo, soffermandosi sui contenuti minimi essenziali che le convenzioni di gestione devono obbligatoriamente contenere e rispettare, con particolare riferimento ai seguenti aspetti: durata, perimetro delle attività affidate, strumenti relativi all'obbligo di raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione e al suo mantenimento, procedure di subentro nelle gestioni e corresponsione del valore di rimborso al gestore uscente, prestazione di garanzie finanziarie e assicurative.

Infine, con il documento per la consultazione 12 novembre 2015, 542/2015/R/idr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali in relazione alla nuova struttura di convenzione tipo, dettagliandone i principali contenuti e allegando uno schema di articolato recante le prime disposizioni in ordine ai contenuti minimi che sarebbero stati previsti nella convenzione tipo.

Con il richiamato provvedimento finale, l'Autorità ha confermato la struttura di convenzione tipo sottoposta a consultazione, disciplinando in particolare i seguenti aspetti:

- disposizioni generali (quali l'oggetto, il regime giuridico, il perimetro delle attività affidate, la durata della convenzione, il contenuto del Piano d'ambito);

- procedure di aggiornamento del Piano d'ambito (prevedendo regole tese a semplificare gli adempimenti amministrativi necessari all'aggiornamento dei dati e delle informazioni alla base dei richiamati atti di programmazione e a stabilire tempistiche puntuali);
- strumenti per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario (quali il raggiungimento e il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario, l'istanza di riequilibrio economico-finanziario, stabilendone i presupposti e il contenuto minimo, le misure per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, nonché il procedimento per la determinazione e l'approvazione delle misure di riequilibrio);
- disciplina della cessazione e del subentro (distinguendo tra procedura di subentro alla gestione unica d'ambito e alle gestioni provviste di provvedimento di salvaguardia);
- obblighi delle parti (differenziando tra obblighi in capo agli enti di governo dell'ambito, obblighi in capo ai gestori e obblighi relativi ai rapporti tra l'ente di governo dell'ambito, il gestore del SII e l'eventuale gestore all'ingrosso);
- penali e sanzioni.

Con la medesima delibera è stato, infine, previsto che le convenzioni di gestione in essere siano rese conformi alla convenzione tipo e trasmesse all'Autorità per l'approvazione nell'ambito della prima predisposizione tariffaria utile, secondo le modalità previste dall'MTI-2, e comunque non oltre 180 giorni dalla pubblicazione della richiamata delibera.

Tutela dell'utenza nel settore idrico

Regolazione della qualità contrattuale del SII

Nel corso del 2015 l'attività dell'Autorità è stata fortemente incentrata sulla tutela dell'utenza del settore idrico; tale attività ha trovato compimento mediante la definizione e la successiva approvazione di un testo contenente standard vincolanti in tema di qualità contrattuale del SII omogenei sul territorio nazionale, che saranno applicati a partire dall'1 luglio 2016.

La regolazione della qualità contrattuale del SII, intesa come qualità del rapporto tra il gestore e l'utenza, si è resa particolarmente necessaria in un settore quale quello idrico in cui le caratteristiche di monopolio naturale su scala locale e l'assenza di pressione competitiva nell'offerta del servizio, unita alla rilevante frammentazione gestionale, in molti casi non hanno garantito all'utente di poter usufruire di una prestazione di qualità adeguata. Fino all'intervento dell'Autorità, l'unico riferimento normativo a tutela dell'utenza era rappresentato dallo *Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato*, recato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999. Le disposizioni del citato schema individuano le prestazioni per le quali i gestori del SII sono tenuti a riportare nelle Carte dei servizi gli standard di qualità da garantire all'utenza, demandandone tuttavia la quantificazione al singolo gestore e generando, conseguentemente, forti difformità a livello nazionale nei livelli di qualità garantiti all'utenza.

Con la delibera 142/2014/R/idr, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione della qualità del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, analogamente a quanto previsto per i settori dell'energia elettrica e del gas e in coerenza con quanto disposto dall'art. 1, comma 1, della legge istitutiva n. 481/95. L'intervento dell'Autorità è stato pertanto finalizzato a rafforzare la tutela degli utenti finali e a superare le difformità esistenti a livello territoriale mediante:

- l'introduzione di standard di qualità minimi omogenei a livello nazionale;
- il riconoscimento dei costi legati ai miglioramenti di qualità ulteriori rispetto agli standard minimi;
- l'introduzione di un meccanismo incentivante costituito da indennizzi automatici, premi e penali.

Nell'ambito del sopracitato procedimento, con il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 665/2014/R/idr, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia di regolazione della qualità contrattuale del SII, con particolare riferimento alle prestazioni legate alla fase di gestione del rapporto contrattuale, quali le modalità di fatturazione, la rateizzazione dei pagamenti, nonché la gestione delle pratiche telefoniche, delle richieste di informazioni, dei reclami e degli sportelli.

Le proposte avanzate dall'Autorità nel richiamato documento per la consultazione e nei successivi documenti per la consultazione 4 giugno 2015, 273/2015/R/idr, e 20 novembre 2015, 560/2015/R/idr, sono state formulate, tenendo in considerazione:

- le prescrizioni in materia rinvenibili nel quadro normativo primario, sostanzialmente riportate nel citato decreto del presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999;
- l'esperienza e le disposizioni adottate per la regolazione della qualità contrattuale nei settori dell'energia elettrica e del gas, pur rilevando le specificità del settore idrico, caratterizzato, tra l'altro, dalla presenza di numerosi gestori *multiutility*;
- le risultanze dell'Indagine sulle condizioni contrattuali applicate dai gestori del servizio idrico, con riferimento alla raccolta dei dati avviata dall'Autorità con la determina 5/2014 - DSID³².

³² Con la determina 5/2014 - DSID, l'Autorità ha effettuato, fra l'altro, un'attività di monitoraggio e verifica degli standard qualitativi previsti dalle Carte dei servizi, nonché dei livelli di raggiungimento degli standard medesimi da parte dei gestori.

Con il documento per la consultazione 273/2015/R/idr, l'Autorità si è quindi proposta di completare l'ambito di intervento in materia di qualità contrattuale del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, sviluppando orientamenti relativamente ai tempi e alle modalità per l'avvio e la cessazione del rapporto contrattuale, nonché, con riferimento alla fase di gestione del rapporto contrattuale, ai tempi e alle modalità per la preventivazione e l'esecuzione dei lavori e per le verifiche del misuratore e del livello di pressione. Sono state, altresì, poste in consultazione le prime proposte in relazione alla gestione dei flussi informativi tra il gestore dell'acquedotto e il gestore della fognatura e/o depurazione, nel caso in cui i servizi siano gestiti separatamente e trovi applicazione l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, al fine di garantire all'utenza i medesimi livelli qualitativi sia nel caso di gestione integrata sia nel caso di gestione separata del SII. Infine, sono stati illustrati i primi orientamenti in materia di obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi alla qualità contrattuale del servizio, posti in capo ai gestori del SII.

Data l'ampiezza dell'intervento regolatorio in esame, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere ulteriormente la fase di consultazione con il documento 560/2015/R/idr, al fine di sviluppare ulteriori aspetti emersi in esito alle precedenti consultazioni - che pure avevano incontrato un elevato grado di condivisione da parte delle diverse categorie di *stakeholders* - e di consultare lo schema di provvedimento finale.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della delibera 655/2015/R/idr, e del relativo Allegato A (RQSII), nel quale vengono definiti gli standard specifici e generali in tema di qualità contrattuale del SII, vincolanti e omogenei sul territorio nazionale per le diverse fasi del rapporto contrattuale, nonché le modalità di registrazione, di comunicazione e di verifica dei dati relativi alle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. Al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure proposte e ad adeguare i sistemi informatici e gestionali, gli standard in materia di qualità contrattuale del SII dovranno essere applicati a partire dall'1 luglio 2016.

Per ogni tipologia di prestazione erogata all'utenza è stato dapprima individuato un indicatore³³ sulla base del quale misurare la qualità dell'erogazione della prestazione stessa ed è stato determinato lo standard minimo di qualità che deve essere garantito da tutti i gestori del SII; questo può essere specifico, se riferito alla singola prestazione e verificabile in maniera diretta dall'utente, o generale, se riferito al complesso delle prestazioni e verificabile, conseguentemente, a consuntivo. In aggiunta, è stata data facoltà agli enti di governo dell'ambito di presentare, anche su proposta del gestore, istanza all'Autorità per l'approvazione di standard migliorativi rispetto a quelli individuati nella RQSII, in considerazione delle maggiori informazioni detenute dagli enti stessi sui contesti di competenza e della conseguente possibilità di individuare con più precisione i *desiderata* delle comunità locali da servire.

Accanto all'individuazione degli standard specifici e generali di qualità, che vengono richiamati nel seguito del presente paragrafo, l'Autorità ha definito un set di meccanismi incentivanti il rispetto degli standard stessi consistenti in:

- indennizzi automatici, da erogare a ciascun utente in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità. L'indennizzo automatico minimo è quantificato in 30 € e ne viene previsto l'incremento in caso di ritardo nell'erogazione da parte del gestore;
- penali, da applicare in caso di mancato rispetto degli standard generali di qualità. Le penali vengono quantificate, a partire da un campione esaminato, sulla base di una metodologia di stima statistica delle prestazioni di qualità contrattuale del SII non valide e non conformi, mutuata dall'esperienza maturata nei settori dell'energia elettrica e del gas nei quali è stata adottata in seguito a una lunga fase di sperimentazione;
- sanzioni, comminabili dall'Autorità³⁴, in caso di violazione grave e reiterata dei livelli di qualità da garantire all'utenza.

Con riferimento alla fase di avvio del rapporto contrattuale, l'Autorità ha inteso assicurare certezza all'iter procedurale che prevede la preventivazione dell'allaccio, l'esecuzione dello stesso e l'attivazione

³³ L'indicatore di qualità è tipicamente rappresentato dal tempo di esecuzione della prestazione a partire dalla ricezione, da parte del gestore, della richiesta avanzata dall'utente.

³⁴ In virtù dei poteri assegnati all'Autorità dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

vera e propria della fornitura, individuando un indicatore e prevedendo uno standard per ognuna delle richiamate prestazioni.

Nei casi di richiesta di riattivazione, subentro o voltura, in cui il rapporto contrattuale si riferisce a un punto di consegna esistente, l'Autorità ha stabilito che la pratica debba essere portata a termine dal gestore entro cinque giorni lavorativi dalla ricezione della richiesta dell'utente, stabilendo che tale livello costituisca uno standard specifico di qualità, con relativo indennizzo automatico. Sono state individuate, inoltre, specifiche agevolazioni per il caso di voltura *mortis causa* (prevedendone la gratuità per il soggetto che ne faccia richiesta), nonché per la riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, che deve essere portata a termine entro due giorni feriali a partire dalla comunicazione dell'avvenuto pagamento delle somme dovute da parte dell'utente moroso.

L'Autorità ha poi previsto norme specifiche in tema di addebito e di fatturazione, al fine di garantire una maggiore regolarità dei pagamenti richiesti all'utenza, stabilendo, tra l'altro, che il gestore è tenuto a offrire all'utente almeno una modalità di pagamento gratuita della bolletta. In particolare, è stato previsto che la fattura debba essere emessa al massimo entro 45 giorni solari rispetto al periodo cui è riferita, ed è stata individuata una periodicità minima di fatturazione, differenziata per scaglioni di consumo medio, che parte da una periodicità minima semestrale³⁵ per gli utenti con consumo medio annuo particolarmente contenuto (fino a 100 m³/anno) e si incrementa fino a prevedere l'emissione bimestrale per le utenze con consumo medio annuo superiore a 3.000 m³/anno.

È stato, inoltre, stabilito che il termine per la scadenza dei pagamenti non può essere inferiore a 20 giorni solari e che, a maggiore tutela dell'utente, può essere da questi richiesta la rateizzazione della bolletta anche nei dieci giorni successivi alla scadenza, al fine di neutralizzare gli eventuali ritardi nella consegna della stessa. Infine, è stato previsto che il gestore sia tenuto a garantire all'utente la possibilità di richiedere la rateizzazione dei pagamenti, ogni qual volta la fattura emessa superi del 100% il valore dell'addebito medio riferito alle bollette emesse nel corso dei precedenti 12 mesi.

Quanto alle richieste scritte dell'utenza classificabili come reclami, richieste di rettifica di fatturazione o semplici richieste di informazioni, l'Autorità ha previsto che il gestore debba fornire una risposta

motivata e documentata entro 30 giorni lavorativi, stabilendo che tale livello costituisca standard specifico, a eccezione del caso di risposta alla richiesta di rettifica di fatturazione per il quale è previsto uno standard generale; in tema di rettifica di fatturazione, infatti, è stato previsto anche uno standard specifico per l'effettiva esecuzione della rettifica con restituzione degli eventuali importi non dovuti dall'utente, la quale deve avvenire entro 60 giorni lavorativi, mentre la risposta motivata deve essere fornita, come per le altre richieste scritte, entro 30 giorni lavorativi. L'Autorità ha inoltre individuato le tempistiche che devono essere garantite in caso di richiesta di verifica del misuratore e del livello di pressione.

Forte attenzione è stata posta dall'Autorità ai canali di contatto tra l'utente e il gestore, individuando norme specifiche per la gestione degli sportelli fisici, per i quali è stata prevista la presenza di almeno uno sportello per provincia servita ed è stato confermato l'orario minimo di apertura settimanale già stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999. Sono stati, inoltre, introdotti due standard generali, rispettivamente, per il tempo medio e per il tempo massimo di attesa. In considerazione delle possibilità di comunicazione offerte dall'odierna tecnologia e in un'ottica di riduzione dei costi del servizio, è stato infine introdotto l'obbligo di messa a disposizione dell'utenza di un sito internet per la pubblicazione dei documenti e la gestione on line di tutte le richieste e le pratiche contrattuali.

In continuità con quanto avviene negli altri settori regolati dall'Autorità, sono stati introdotti obblighi specifici per il servizio telefonico, che rappresenta attualmente la modalità di contatto più facilmente accessibile che il gestore possa mettere a disposizione della propria utenza. L'Autorità ha, pertanto, ritenuto necessario garantirne la piena disponibilità e gratuità, prevedendo che il servizio telefonico sia organizzato come *call center* che permetta la registrazione delle performance effettive da monitorare. A tale proposito, sono stati introdotti tre standard di tipo generale legati, rispettivamente, all'accessibilità al servizio (intesa come disponibilità di linee libere), al tempo medio di attesa e alla possibilità di parlare effettivamente con un operatore dopo averne fatto richiesta. Sono stati previsti, inoltre, standard di qualità per il servizio di pronto intervento e sono

³⁵ In accordo con quanto disposto dal comma 8.4.9 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 marzo 1996, secondo cui la scadenza di fatturazione non può essere superiore al semestre.

state individuate puntualmente le fattispecie qualificabili come situazioni di pericolo.

In considerazione della presenza in numerosi ATO di gestioni del SII non integrate, e dunque di gestori dei servizi di fognatura e/o depurazione diversi rispetto al gestore del servizio di acquedotto, l'Autorità ha individuato tempi e modalità per la gestione degli obblighi di qualità contrattuale specifici per tali casi, al fine di garantire all'utenza i medesimi livelli qualitativi previsti in caso di gestione integrata del SII. In particolare, in considerazione del fatto che in questi casi l'unico soggetto ad avere un rapporto diretto con l'utenza è il gestore del servizio di acquedotto, il quale, ai sensi della vigente normativa, riscuote anche la tariffa di depurazione e di fognatura, l'Autorità ha previsto che questi rappresenti il referente unico per l'utente in tema di qualità contrattuale e che, in caso di richiesta che coinvolga il gestore del servizio di fognatura e/o di depurazione, i flussi di comunicazione tra i gestori avvengano entro un tempo massimo di cinque giorni lavorativi, stabilendo altresì che tale livello costituisce standard specifico di qualità.

A completamento del quadro regolatorio, nella RQSII sono specificati gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati di qualità contrattuale all'Autorità e all'ente di governo dell'ambito, che devono essere onorati con cadenza annuale. A tale proposito, sono state previste apposite semplificazioni per i gestori di minori dimensioni. L'Autorità ha, inoltre, stabilito che il gestore comunichi annualmente in bolletta all'utente gli standard specifici e generali di qualità di sua competenza, gli indennizzi automatici previsti e il grado di rispetto degli standard registrato nell'anno precedente.

La delibera 655/2015/R/idr, infine, ha rimandato a successivi provvedimenti sia l'introduzione di meccanismi premiali che incentivino il conseguimento di miglioramenti della qualità superiori ai livelli minimi definiti nella RQSII - che, come specificato nel precedente paragrafo "Regolazione tariffaria", sono stati definiti nell'ambito dell'MTI-2 -, sia la regolazione della misura, per la quale, come descritto nel paragrafo "Regolazione del servizio di misura", è in corso il processo di consultazione.

Convenzione tipo

L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, successivamente confluito nel procedimento di cui alla delibera 6/2015/R/idr, ha presentato i primi orientamenti in materia di regolazione del servizio di misura del SII con il documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 42/2016/R/idr.

Il documento parte dall'esperienza maturata dall'Autorità in merito ai criteri di regolazione degli omologhi servizi per i settori dell'energia elettrica e del gas, e tiene in adeguata considerazione le specificità del settore idrico. L'intervento regolatorio in oggetto è volto a definire una disciplina della misura del SII uniforme sul territorio nazionale, che permetta, in linea generale, di garantire all'utenza la determinazione certa dei consumi e, conseguentemente, promuovere la sensibilizzazione alla riduzione degli sprechi,

nonché di responsabilizzare il gestore al miglioramento delle proprie performance e di favorire, altresì, una gestione sostenibile delle risorse idriche, anche mediante la riduzione delle perdite di rete.

Nel documento viene prevista la scomposizione del servizio di misura in fasi e sotto-fasi³⁶, declinate per ciascun servizio componente il SII e poste in relazione alle funzioni di gestione di processo e di gestione d'utenza. Si ipotizza, inoltre, l'introduzione di obblighi di installazione di misuratori di volume sia sui punti di presa dell'acquedotto, sia presso gli utenti dell'acquedotto e gli utenti industriali allacciati alla fognatura. Con specifico riferimento alla gestione d'utenza e al servizio di acquedotto, sono stati individuati precisi obblighi in merito alle operazioni di raccolta, di validazione, di archiviazione e di messa a disposizione dei dati, alle modalità di autolettura e ai criteri

³⁶ Più nello specifico, le fasi individuate per il servizio di misura sono le seguenti: installazione e manutenzione, verifica e gestione dei dati di misura. Tale tassonomia ricalca quella individuata per la misura della distribuzione nel settore del gas.

per la stima e per la ricostruzione dei consumi. Inoltre, l'Autorità ha proseguito nel percorso di individuazione delle informazioni necessarie a monitorare in maniera precisa l'efficacia del servizio di misura nei suoi *output* principali, con la finalità di definire, successivamente, una regolazione incentivante, volta alla responsabilizzazione del soggetto incaricato dell'erogazione del servizio, esplicitando che questi coincide con il soggetto affidatario della gestione del SII.

Per quanto concerne più nel dettaglio il servizio di acquedotto, è stata pertanto presentata una proposta di disciplina del bilancio idrico, ponendo in consultazione due modelli riferiti, rispettivamente, all'adduzione e alla distribuzione, finalizzati alla determinazione delle perdite idriche, sulle base delle quali, unitamente ad altre grandezze, l'Autorità è orientata ad impostare la valutazione della qualità tecnica del SII.

Con riferimento, ancora, al servizio di acquedotto, nel menzionato documento è proposta la definizione degli indicatori di efficienza del servizio concernenti sia i misuratori di processo sia i misuratori d'utenza. Essi integrano, e in parte modificano, gli indicatori definiti con l'MTI³⁷, in coerenza con quanto previsto nella delibera 664/2015/R/idr (MTI-2), che demanda a successivi provvedimenti, nell'ambito delle disposizioni per la regolazione della misura del SII, la definizione dei criteri e degli indicatori per la valutazione dell'efficienza del servizio di misura da utilizzare in caso di avvio di istruttorie specifiche, dovute alle istanze di superamento del limite previsto alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario.

A supporto di tali attività di accertamento, nel documento per la consultazione è stata anche proposta una metodologia per la definizione dell'errore di stima commesso nella determinazione dei volumi erogati all'utenza.

Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, con particolare riferimento alla definizione dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del SII per ogni singolo gestore, nonché alla raccolta, all'elaborazione e alla restituzione dei dati statistici e conoscitivi del settore idrico, con la determina 16 febbraio 2016, 1/2016 – DSID, recante *Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini dell'indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità per l'anno 2014*, è stata avviata la seconda edizione della raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, con riferimento ai dati relativi all'anno 2014. La raccolta ha visto il coinvolgimento di tutti i gestori che gestiscono il SII, ovvero ciascuno dei

singoli servizi che lo compongono, nonché di tutti gli enti di governo dell'ambito, tenuti alla validazione dei dati comunicati dai gestori.

Il processo di acquisizione dei dati e delle informazioni avviato dall'Autorità si è reso necessario per perseguire finalità multiple, quali:

- la prosecuzione dell'attività di rappresentazione della situazione delle infrastrutture del SII e dello stato dei servizi che lo compongono, del loro grado di copertura e in particolare dell'efficienza del servizio di misura;
- nelle more dell'applicazione della nuova regolazione della qualità contrattuale del SII prevista con la delibera 655/2015/R/idr, il proseguimento dell'attività di monitoraggio e di verifica della qualità del servizio fornito all'utenza,

³⁷ Cfr. il Titolo 10 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/idr.

verificando in particolare gli standard attualmente previsti dalle Carte dei servizi, nonché i livelli di raggiungimento degli standard medesimi, con riferimento ai tempi di attivazione della fornitura, di fatturazione e di rettifica della fatturazione, alle richieste di informazioni, ai reclami, agli indennizzi (automatici e non) erogati agli utenti, alla disponibilità di punti di contatto diretto con il gestore (sportelli fisici e *call center*) e ai relativi tempi di attesa, alla disponibilità di forme di risoluzione alternativa delle controversie, alla continuità del servizio.

Con particolare riferimento ai dati tecnici richiesti, l'Autorità ha ritenuto di condurre, in fase di predisposizione della seconda edizione della raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, diversi approfondimenti sia con i rappresentanti dell'Unione europea, dell'Istat e di Unioncamere - con l'obiettivo di individuare in modo condiviso a livello euro-unitario e nazionale le grandezze da acquisire per la costruzione di indicatori e variabili rappresentativi dei fenomeni inerenti al SII - sia con le associazioni di categoria, al fine di semplificare e ottimizzare i flussi e gli adempimenti informativi da parte dei gestori e degli enti di governo dell'ambito.

Reclami e segnalazioni degli utenti del SII

L'Autorità tutela i diritti degli utenti dei servizi idrici, ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera l), del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, anche valutando reclami, istanze, segnalazioni, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti, secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95. Ciò avviene tramite la ricezione, la classificazione e l'esame dei reclami.

Nel corso del 2015 sono pervenuti all'Autorità circa 2.900 reclami e segnalazioni attinenti a diverse problematiche sollevate dagli utenti del settore idrico.

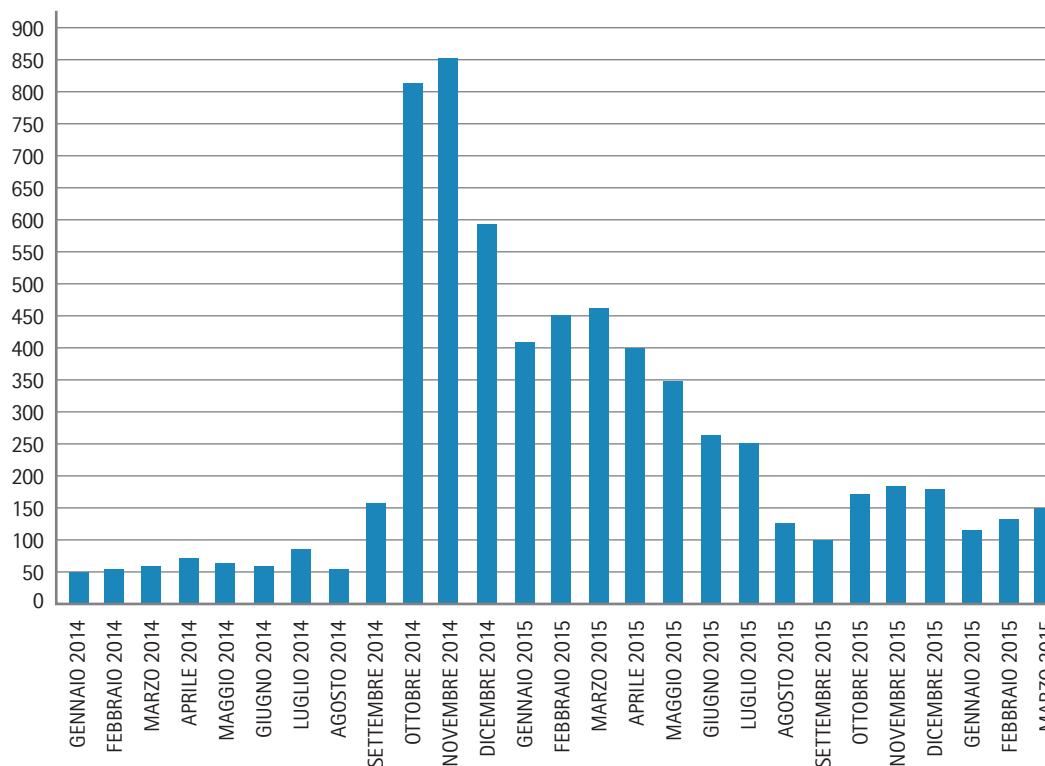
L'andamento relativo agli ultimi due anni, sinteticamente illustrato nella figura 5.1, evidenzia un picco registrato nel periodo ottobre 2014 - marzo 2015, dovuto, soprattutto, all'inserimento in fattura, da parte di alcuni gestori, dei conguagli per partite pregresse che sono stati esposti separatamente in bolletta, sulla base delle disposizioni di cui all'art. 31 della delibera 643/2013/R/idr, sull'approvazione

dell'MTI. Nel corso del 2015, i volumi sembrano essersi assestati, sia pure con valori più elevati rispetto a quelli precedenti il citato picco. Nel 2015 i reclami hanno riguardato soprattutto problematiche attinenti alle tariffe (65%, inclusi i conguagli per partite pregresse), alla fatturazione dei consumi (17%), alla morosità (7%); in misura più limitata, le controversie attengono ad aspetti di qualità del servizio o all'esecuzione di allacciamenti/lavori (4%), mentre il restante 7% si suddivide su tematiche varie.

Va segnalato che, in attuazione del Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore tra l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità, di cui alla delibera 16 ottobre 2014, 505/2014/A, sono stati trasmessi all'Autorità garante della concorrenza e del mercato i reclami aventi a oggetto potenziali pratiche commerciali scorrette, per le valutazioni di competenza.

FIG. 5.1

Reclami e richieste di informazioni attinenti al Sistema idrico pervenuti all'Autorità negli anni 2014, 2015 e nel primo trimestre 2016



Fonte: AEEGSI.

Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie

In vista della definizione di un sistema di tutele e di risoluzione extragiudiziale delle controversie per gli utenti del servizio idrico integrato, anche alla luce delle risultanze dell'Indagine conoscitiva di cui alla delibera 12 marzo 2015, 97/2015/E/idr (cfr. la *Relazione Annuale* 2015, Capitolo 5, Volume I) e del previsto aggiornamento dei dati per il 2014, tenuto conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolatorio in tema di strumenti di tutela per gli utenti e i consumatori, con il documento per la consultazione 26 novembre 2015, 562/2015/E/com, che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com, l'Autorità ha sottoposto agli *stakeholders* del settore uno schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle

controversie tra i clienti e gli utenti finali e gli operatori nei settori regolati. In particolare, l'Autorità, in considerazione dell'operatività del meccanismo obbligatorio di conciliazione, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nei settori di competenza, ha proposto di sospendere tale operatività per gli utenti del SII, non esistendo allo stato attuale un sistema di tutele paragonabile, nella sua articolazione, a quello operante nei settori energetici. È stato ipotizzato che la maturità del settore, ai fini della sua riconduzione nell'ambito di applicazione del meccanismo, potrebbe, tra l'altro, essere connessa all'individuazione di una procedura di conciliazione, quale è il Servizio conciliazione clienti energia – approvato con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com – per i settori energetici, se non anche

l'estensione applicativa del Servizio medesimo alle controversie degli utenti finali nei confronti dei gestori. Come illustrato nel predetto documento per la consultazione, ciò necessiterebbe di un apposito intervento normativo, volto ad ampliare le materie per le quali l'Autorità possa avvalersi di un soggetto esterno per la gestione operativa di tale procedura, come l'Acquirente unico, che gestisce il Servizio conciliazione per conto dell'Autorità. Sul punto, nel documento si sottolinea come l'art. 32 del c.d. "DDL concorrenza" abbia previsto che l'Autorità debba garantire, tra l'altro, il trattamento efficace delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo

a beneficio dei clienti finali e degli utenti dei predetti settori, anche avvalendosi dell'Acquirente unico.

Nell'ambito della più ampia raccolta dati di cui alla determina 1/2016 – DSID, l'Autorità ha chiesto agli operatori del settore specifici dati sulle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra gli utenti e i gestori del SII per l'anno 2014, anche al fine di ampliare il periodo temporale dell'Indagine conclusa con la menzionata delibera 97/2015/E/idr e di fornire i primi riscontri alle evidenze emerse in quella occasione.

6.

Vigilanza e contenzioso

Intersettoriale

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sono finalizzate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità e della corretta applicazione delle disposizioni imposte dall'Autorità a tutela dei clienti finali. Nel corso del 2015, l'attività di vigilanza dell'Autorità si è svolta attraverso lo svolgimento di:

- Indagini conoscitive, in merito a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018* (misura, fatturazione e investimenti), nonché a problematiche emerse nel corso dell'anno (interruzioni del servizio elettrico dei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia; sicurezza del servizio di trasporto di gas naturale; gestione degli adempimenti connessi alla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica da parte di Enel Distribuzione);
- verifiche ispettive in loco, relativamente ad un ampio spettro di materie (da quelle identificate come strategiche e già oggetto di approfondimenti istruttori, alla tutela dei consumatori, alle tariffe e alla qualità del servizio, al corretto funzionamento dei mercati, al controllo degli incentivi erogati);
- controlli documentali, in particolare relativi alle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e con scadenza successiva al settembre 2009, alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità e al rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires e degli obblighi conseguenti.

Per svolgere la maggior parte delle proprie attività di accertamento e di ispezione, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto stabilito dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 6 maggio 2011, n. 68, che prevede l'intervento del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico (istituito l'1 luglio 2015), le cui competenze hanno assorbito quelle della II Sezione del Gruppo lavori pubblici ed energia del soppresso Nucleo speciale tutela mercati.

Il coinvolgimento della Guardia di Finanza si è confermato negli anni come essenziale, in particolare nello svolgimento degli accertamenti relativi ai contributi pubblici, nonché per le nuove attività di controllo avviate nel 2014 nell'ambito del settore idrico e della tutela dei consumatori, considerate le peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica

Con la delibera 6 agosto 2015, 413/2015/E/eel, l'Autorità ha concluso l'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, avviata con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel, con l'approvazione di un resoconto finale dell'indagine e con l'attribuzione di mandati agli Uffici per l'effettuazione di attività conseguenti agli accertamenti.

La predetta indagine si è focalizzata sulle attività di misura eseguite dai gestori di rete in relazione all'installazione dei misuratori, all'acquisizione da remoto dei dati di misura, nonché all'archiviazione e alla trasmissione dei dati di misura agli esercenti la vendita e al Gestore dei servizi energetici (GSE).

Le informazioni ricavate, acquisite grazie a una specifica raccolta dati on line, attraverso incontri e richieste di informazioni a Terna e al GSE, nonché mediante l'effettuazione di otto verifiche ispettive nei confronti di altrettante imprese distributrici (cfr. anche *infra*) hanno consentito di individuare e approfondire numerosi problemi nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Le maggiori criticità riscontrate hanno riguardato:

- il sistema di misura dell'energia elettrica entrante e uscente dalla Rete di trasmissione nazionale (RTN);
- l'acquisizione in telelettura dei dati di misura;
- il sistema di invio al GSE dei dati di misura rilevati.

In esito all'indagine, l'Autorità ha finalizzato alcuni interventi di aggiornamento, di modifica o di integrazione della vigente regolazione in materia di misura dell'energia elettrica (delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel) e interventi di tipo prescrittivo nei confronti degli esercenti (delibera 21 dicembre 2015, 639/2015/E/eel), al fine di favorire la risoluzione dei problemi riscontrati. Ulteriori provvedimenti sono previsti nel corso del 2016.

Indagine conoscitiva in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni

Con la delibera 17 settembre 2015, 440/2015/E/com, è stata chiusa l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com, in materia di modalità e tempistiche di

fatturazione adottate nell'ambito del servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, serviti in regime di tutela o nel mercato libero.

L'indagine era stata avviata in considerazione dell'elevato numero di reclami ricevuti dallo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) in materia di fatturazione da parte dei clienti finali, sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale.

L'indagine è stata condotta con riferimento al servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni (intesi come clienti domestici e clienti non domestici serviti in bassa tensione o con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno), serviti in regime di tutela o a condizioni di libero mercato, e si è svolta attraverso una raccolta di dati e informazioni presso un campione di 140 venditori e un programma di verifiche ispettive.

Al fine di raggiungere la massima rappresentatività del campione delle imprese partecipanti alla raccolta dati, con la delibera 4 dicembre 2014, 592/2014/E/com, sono state intimate 27 società venditrici che non avevano ancora trasmesso i questionari alla data prevista, mentre con le delibere 29 maggio 2015, 248/2015/S/gas, e 4 giugno 2015, 265/2015/S/gas, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori nei confronti di due esercenti che non hanno adempiuto all'intimazione.

Le risultanze dei questionari e delle verifiche ispettive hanno posto in luce la presenza di problematiche connesse sia a carenze di carattere organizzativo e prestazionale da parte di alcune aziende sia ad aspetti regolatori già in corso di aggiornamento da parte dell'Autorità, tra i quali la fatturazione nel mercato *retail*, oggetto di consultazione con il documento 30 luglio 2015, 405/2015/R/com. In particolare, con riferimento al rapporto tra i distributori e i venditori, dall'indagine è emersa la presenza di contatori non telegestiti nel settore elettrico, di dati di misura sia elettrici sia gas messi a disposizione dai distributori in ritardo rispetto a quanto previsto dalla regolazione, nonché un'alta incidenza dei valori stimati nelle misure trasmesse ai venditori.

Con riferimento al ruolo del venditore, è risultata chiara la priorità attribuita dagli esercenti, sia del settore gas sia di quello elettrico, al rispetto dei propri cicli di fatturazione, a discapito dell'utilizzo di una maggiore percentuale dei dati di misura effettivi; in alcuni casi è, altresì, emerso che la fatturazione avviene senza attendere la data prevista dalla normativa per la messa a disposizione dei dati di misura, producendo di conseguenza un aumento delle fatture stimate e di quelle a conguaglio al cliente finale. La periodicità di

fatturazione è sostanzialmente rispettata, con alcune eccezioni nel settore del gas.

Con riferimento al rapporto tra il venditore e il cliente finale, è risultato che i clienti finali utilizzano in maniera apprezzabile le autoletture, le quali nel settore del gas costituiscono una fonte importante per determinare i dati di consumo, essendo in servizio pochi misuratori teletti. Nel settore elettrico le autoletture trasmesse non sono, invece, utilizzate dal venditore, che utilizza ai fini della fatturazione i dati di misura messi a disposizione dal distributore e riferiti allo stesso periodo. Restano, comunque, quote rilevanti di consumi stimati in fattura, relativamente ai quali si renderebbe utile l'utilizzo dell'autolettura.

Nell'ambito dell'Indagine sono stati approfonditi anche altri aspetti della fatturazione, come la gestione degli indennizzi automatici, le modalità di recapito e di pagamento, la possibilità di rateizzazione, le fatture di chiusura, le volture, i depositi cauzionali, lo *switching* e il bonus.

A supporto dell'Indagine, sono state effettuate otto verifiche ispettive nei confronti di altrettanti venditori.

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 in materia di investimenti effettuati dalle imprese dei settori regolati per verificare la correttezza delle informazioni comunicate alla medesima Autorità e fornire elementi utili ai fini di una valutazione della congruità e della coerenza degli stessi con il contesto settoriale; per svolgere questa attività, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza.

L'Indagine ha, innanzitutto, approfondito le informazioni trasmesse da 16 imprese di distribuzione di energia elettrica della provincia autonoma di Bolzano per la determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione, approvate in via provvisoria, per gli anni 2012, 2013 e 2014, con le delibere 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel e 154/2014/R/eel.

Con la delibera 2 aprile 2015, 146/2015/R/eel, l'Indagine è stata estesa a ulteriori sette imprese di distribuzione dell'energia elettrica (anch'esse operanti prevalentemente nella provincia autonoma di Bolzano), le cui tariffe sono risultate superiori al doppio del valore medio nazionale.

È stato richiesto alle imprese di fornire la documentazione contabile comprovante la tipologia e l'ammontare degli investimenti realizzati e dichiarati in RAB (*Regulatory Asset Base*). Le verifiche svolte hanno permesso di rilevare diverse irregolarità che hanno prodotto effetti sul calcolo del capitale remunerato ai fini tariffari.

Gli approfondimenti eseguiti hanno consentito, tra l'altro, di individuare casi in cui gli operatori:

- non disponevano della documentazione comprovante gli incrementi patrimoniali dichiarati;
- hanno dichiarato in RAB incrementi patrimoniali afferenti all'attività di produzione di energia elettrica (o ad altre attività non rientranti tra quelle regolate dall'Autorità).

Dall'attività di controllo è, inoltre, emerso che alcune imprese non hanno detratto dal valore degli investimenti dichiarati i contributi percepiti dalla Provincia autonoma di Bolzano per l'esecuzione degli allacciamenti, dei potenziamenti di rete e dei piani di elettrificazione (ai sensi dell'art. 8 della legge provinciale 30 agosto 1972, n. 18), determinando, di fatto, un'indebita remunerazione tariffaria a proprio favore.

Le verifiche eseguite hanno comportato una complessiva riduzione del valore degli investimenti dichiarati in RAB nelle annualità considerate pari a circa 3 milioni di euro; a questo importo va sommato l'ammontare dei contributi in conto capitale percepiti dalle imprese che non è stato dichiarato in RAB o portato in detrazione dal costo storico lordo degli investimenti dichiarati, pari a circa 1 milione di euro.

Nei confronti delle suddette imprese sono stati avviati procedimenti sanzionatori per l'accertamento della violazione degli obblighi informativi funzionali alle determinazioni tariffarie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Per una illustrazione dettagliata dei citati procedimenti, si rimanda al paragrafo "Procedimenti sanzionatori e prescrittivi" di questo Capitolo.

Con la delibera 1 aprile 2016, 154/2016/E/com, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva in merito agli approfondimenti svolti nei confronti delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, individuate con le delibere 153/2014/R/eel, 154/2014/R/eel e 146/2015/R/eel, con l'approvazione di una relazione finale.

Con la delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel, l'Indagine conoscitiva sugli investimenti delle imprese regolate, avviata con la delibera dell'Autorità 256/2014/E/com, è stata estesa ai costi degli impianti

di rete per la connessione realizzati dai produttori di energia elettrica, al fine di verificarne la congruità e la coerenza rispetto a quelli comunicati da Enel Distribuzione. L'attività di controllo documentale, che si concluderà entro il primo semestre 2016, ha per oggetto:

- la congruità della valorizzazione economica e patrimoniale degli impianti di rete acquisiti dai produttori;
- la congruità degli oneri richiesti ai produttori per l'attività di collaudo degli impianti di rete;
- le modalità di applicazione delle disposizioni del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA) che regolano il coordinamento per la realizzazione di impianti di rete asserviti a più soggetti richiedenti;
- il corretto trattamento, ai fini tariffari, dei cespiti acquisiti e dei contributi percepiti in applicazione del TICA.

Indagine conoscitiva in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, anche in relazione all'evento verificatosi nella giornata del 20 febbraio 2014 sul gasdotto della rete di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (GE)

Con la delibera 25 giugno 2015, 299/2015/E/gas, l'Autorità ha concluso l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, anche in relazione all'evento verificatosi nella giornata del 20 marzo 2014 sul gasdotto della rete regionale di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (GE), gestita da Snam Rete Gas. L'evento aveva determinato l'interruzione del servizio sulla rete regionale di trasporto, con ripercussioni sul regolare svolgimento dei servizi di trasporto e di distribuzione del gas in diversi comuni della provincia di Genova. L'attività istruttoria ha riguardato sia l'evento citato a Serra Riccò sia eventi analoghi registrati dal 2010 ad oggi, nonché le politiche di prevenzione adottate dall'impresa. Nel corso dell'Indagine sono stati richiesti dati e informazioni anche alle altre nove società di trasporto operanti sul territorio nazionale (SGI, Retragas, Metanodotto Alpino, Italcogim Trasporto, Netenergy Service, ITG, Gas Plus Trasporto, Energie e C.M.V.T.G.).

Con riferimento all'evento verificatosi a Serra Riccò, l'attività istruttoria ha evidenziato che Snam Rete Gas e i distributori coinvolti (Genova Reti Gas e Italgas) hanno sostanzialmente rispettato le disposizioni dell'Autorità; inoltre Snam Rete Gas ha assicurato il

necessario coordinamento con le imprese di distribuzione coinvolte e ha effettuato la sorveglianza del tratto interessato dall'evento incaricando una società di elisorveglianza. I rapporti di sorveglianza ricevuti da Snam Rete Gas hanno però evidenziato, tra l'altro, più segnalazioni relative a condizioni anomale di interramento del metanodotto e di lavori edili nei pressi del metanodotto. A fronte delle segnalazioni ricevute, non risultano essere stati attuati interventi da parte di Snam Rete Gas. Inoltre, l'istruttoria ha evidenziato che il tratto di rete interessato dall'evento è classificato in stato di protezione catodica efficace con telecontrollo, in base ai criteri definiti dalla regolazione, e che l'impianto di distribuzione di Genova Reti Gas presenta deficit strutturali (scarsa disponibilità di spazi per posizionare i carri bombolai presso le cabine REMI - cabine di regolazione e misure poste nei punti di consegna della rete di distribuzione, funzionali alla rilevazione delle quantità di gas prelevato dai corrispondenti punti della rete di trasporto -, nonché configurazione della rete inadeguata a rimanere in esercizio con le sole tre cabine REMI rimaste in servizio a seguito dell'evento di Serra Riccò). Con riferimento agli eventi analoghi a quello verificatosi a Serra Riccò dal 2010 in poi, nel corso dell'Indagine conoscitiva è emerso che Snam Rete Gas, dal 2010 al 2014, ha gestito 69 casi simili. Altre quattro società di trasporto operanti sul territorio nazionale (SGI, Retragas, Metanodotto Alpino e Italcogim Trasporto) hanno dichiarato che nel periodo 2010-2013 si sono verificati complessivamente, sulle reti di propria competenza, 13 eventi simili a quello avvenuto a Serra Riccò.

Le rimanenti cinque società di trasporto operanti sul territorio nazionale hanno dichiarato che non si sono verificati eventi sulle proprie reti nel periodo oggetto dell'Indagine.

In merito alle politiche di prevenzione, nel corso dell'Indagine è risultato, tra l'altro, che Snam Rete Gas commissiona indagini geologiche con lo scopo di produrre report sui territori attraversati dai gasdotti gestiti con particolari caratteristiche idrogeologiche, mentre SGI compie attività di monitoraggio sulle condizioni idrogeologiche del territorio di competenza della sua rete.

Dall'Indagine si è evinto che SGI ha prodotto rapporti annuali sullo stato elettrico, dai quali risultano valori di protezione catodica non efficace per diverse tratte di rete di trasporto, e che non ha compilato i medesimi rapporti secondo quanto previsto dalle norme disposte dall'Autorità. È stato, pertanto, avviato un procedimento con procedura semplificata (delibera 26 novembre 2015, 564/2015/S/gas) nei confronti della stessa SGI, chiuso con la medesima delibera.

Gli esiti dell'Indagine sono stati inviati al Ministero dello sviluppo economico, alla Procura della Repubblica di Genova e al Comune di Genova; con decreto del Ministero dell'interno 3 febbraio 2016, recante *Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8*, sono state disciplinate, tra l'altro, le caratteristiche delle aree di sosta per carri bombolai in prossimità degli impianti di riduzione e di misura, in caso di alimentazione diretta di reti da carri bombolai.

Istruttoria conoscitiva relativa alle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia

Con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia, a seguito del numero rilevante degli utenti interessati dai disservizi (circa 450.000) e della vastità del territorio colpito dalle eccezionali precipitazioni nevose, nonché delle segnalazioni e delle richieste di incontri ricevute da parte delle istituzioni regionali, provinciali e locali che hanno manifestato preoccupazione per l'impatto, anche sociale, delle interruzioni, per lo stato della rete e per la scarsa efficacia della procedure di comunicazione e relazione con le istituzioni pubbliche adottate in occasione delle interruzioni.

L'obiettivo dell'istruttoria era, pertanto, quello di acquisire informazioni e dati utili per valutare:

- se Terna e le imprese distributrici avessero agito nel rispetto degli obblighi di servizio finalizzati ad assicurare la pronta riparazione dei guasti e la tempestiva ripresa del servizio in condizioni di sicurezza;
- se le imprese distributrici avessero agito in conformità ai piani di emergenza da esse predisposti, ai sensi del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE), in conformità alle *Linee guida* CEI 0-17 del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), e in particolare se vi fosse stata un'adeguata tempestività da parte delle imprese distributrici nell'informare le pubbliche autorità competenti circa le possibili tempistiche di ripresa del servizio;

- l'esistenza dei presupposti per eventuali interventi di natura sanzionatoria, in caso di violazione di provvedimenti dell'Autorità;
- l'esistenza dei presupposti per possibili interventi, di natura regolatoria, anche di tipo prescrittivo, con riferimento alle attività di prevenzione e di riduzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio, anche nella prospettiva del nuovo periodo di regolazione con inizio dall'1 gennaio 2016.

L'Indagine è stata chiusa con la delibera 30 dicembre 2015, 644/2015/E/eel, che ha approvato la Relazione conclusiva sulle interruzioni del servizio elettrico occorse nei giorni 5 e 6 febbraio 2015 e seguenti, in Emilia Romagna e Lombardia.

Dall'analisi effettuata è emerso che gli eventi interruttivi, occorsi a partire dal 5 febbraio 2015 nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia, sono riconducibili ad un unico evento meteorologico che, per le caratteristiche con le quali si è manifestato (elevata densità della neve, numerosità dei guasti provocati ed estensione territoriale delle aree impattate), è da considerarsi come del tutto eccezionale.

Nelle conclusioni della Relazione è stato evidenziato che, per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di trasmissione, nonostante l'intensità dell'evento meteorologico e il numero dei guasti, il ripristino della rete in alta tensione e la rialimentazione del carico disalimentato sono avvenuti mediamente dopo circa 4/9 ore dall'inizio dei disservizi, ad eccezione della provincia di Bologna, dove due disalimentazioni di modesta entità, quanto ad energia non servita, hanno interessato anche i giorni successivi il 6 febbraio.

Per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di distribuzione, si sono registrati impatti e durate superiori, fino ai casi di circa 8.000 utenti disalimentati per cinque giorni, che hanno coinvolto significativamente le province di Brescia, Cremona, Mantova, Bologna, Modena, Parma e Reggio Emilia nelle aree servite da Enel Distribuzione e da Hera. Tale effetto è, da un lato, intrinsecamente correlato alla necessità di risolvere prioritariamente i guasti a livelli di tensione superiore e con impatti più estesi, in una situazione estremamente critica per numerosità di utenti interessati dai disservizi e vastità del territorio colpito dalle precipitazioni nevose; dall'altro, ha generato delle incoerenze nelle azioni delle imprese distributrici rispetto ai propri piani di emergenza e altre incongruenze, di seguito elencate:

- incompleta dichiarazione dello stato di emergenza da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata dichiarazione dello stato di crisi da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna e Lombardia);
- costituzione informale della unità di crisi territoriale di Enel Distribuzione a Brescia, anziché a Milano (Lombardia);
- indisponibilità di informazioni sul numero di utenti disalimentati e sui tempi previsti di ripristino da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata indicazione della data di approvazione e di eventuali aggiornamenti del piano di emergenza di AEM Torino Distribuzione (ai sensi del Capitolo 4 della Guida CEI 0-17);
- incompletezza del piano di Enel Distribuzione (Emilia Romagna), con particolare riferimento all'attività di monitoraggio delle interruzioni.

Pertanto, la delibera 644/2015/E/eel ha stabilito:

- di prescrivere alla società AEM Torino Distribuzione di aggiornare il proprio piano di emergenza;
- di prescrivere alla società Enel Distribuzione di completare il piano di emergenza relativo alla Direzione territoriale rete Emilia Romagna e Marche, secondo quanto indicato in motivazione.

Le suddette imprese distributrici hanno inviato all'Autorità il proprio piano di emergenza aggiornato, come disposto dalla summenzionata delibera; inoltre, gli Uffici dell'Autorità stanno valutando di intraprendere eventuali seguiti prescrittivi e/o sanzionatori nei confronti di Enel Distribuzione e di AEM Torino Distribuzione.

Per effetto delle disposizioni del TIQE, che prevede standard e rimborsi automatici in base alla durata massima delle interruzioni per gli utenti connessi in media tensione e per quelli connessi in bassa tensione, agli utenti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti, sono stati complessivamente erogati indennizzi per un totale pari a circa 35 milioni di euro.

Con riferimento agli interventi di natura regolatoria, con le delibere 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*, e 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di*

regolazione 2016-2023, l'Autorità ha posto le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tale piano deve contenere, oltre a una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni. Verrà inoltre istituito, nel corso del 2016, un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, mirato all'approfondimento in tema di qualità del servizio relativamente alla resilienza del sistema elettrico e alla possibilità di una regolazione basata sul meccanismo premi/penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore.

Infine, in tema di rimborsi automatici, con la delibera 646/2015/R/eel è stato disposto l'allineamento graduale degli standard sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica a otto ore per le utenze in bassa tensione e a quattro ore per le utenze in media tensione, superando in tal modo la previgente differenza tra centri rurali e centri urbani e rafforzando, dunque, la tutela dei consumatori.

Istruttoria conoscitiva su segnalate anomalie nella gestione degli adempimenti connessi alla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica da parte di Enel Distribuzione

Con la delibera 26 marzo 2015, 137/2015/E/eel, l'Autorità ha avviato un'Istruttoria conoscitiva sulle modalità di gestione, da parte di Enel Distribuzione, della risoluzione di un contratto di trasporto per inadempimento dell'utente. Alcuni clienti finali avevano, infatti, segnalato all'Autorità anomalie e inadempienze da parte dell'impresa distributtrice. In particolare, vi sarebbero state comunicazioni tardive, in quanto pervenute oltre la data indicata per la presentazione della richiesta di *switching*, funzionale ad evitare l'attivazione dei servizi di ultima istanza, ed inviate senza l'osservanza delle vigenti previsioni normative.

L'Istruttoria è finalizzata alla verifica del rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, degli adempimenti informativi imposti dalle norme regolatorie. In tale ambito sarà, altresì, valutato se eventuali omissioni e ritardi abbiano reso impossibile, stante le tempistiche

TAV. 6.1

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo

2011-2015

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2011	2012	2013	2014	2015
Tutela dei consumatori	1	-	-	11	16
Tariffe e <i>unbundling</i>	6	3	2	6	2
Qualità del servizio	87	87	87	92	83
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	7	-	-	-	2
Connessione degli impianti di produzione	2	5	18	3	2
Impianti incentivati	31	35	28	22	14
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	-	-	-	6	9
TOTALE	134	130	135	140	128
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico	103	95	107	118	114
Stazione sperimentale per i combustibili	56	63	59	68	55
Cassa conguaglio per il settore elettrico, ora CSEA	-	3	2	4	6
GSE	31	37	38	22	14

Fonte: AEEGSI.

previste dalla vigente disciplina in tema di *switching*, il cambio del fornitore, in tempo utile per evitare di essere serviti almeno per un mese nell'ambito del ben più oneroso servizio di salvaguardia. Sarà, infine, accertato il rispetto del criterio della parità di trattamento dei clienti finali, attraverso una verifica a campione sui nuovi venditori, scelti dai clienti finali interessati dalla risoluzione, che hanno evitato l'attivazione dei servizi di ultima istanza, tra i quali rientra il servizio di salvaguardia.

Gli esiti dell'Istruttoria saranno resi noti nel corso del primo semestre 2016.

Verifiche ispettive

Per svolgere le attività di verifica con sopralluogo presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati:

- la Guardia di Finanza;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano (Innovhub), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, effettuati tramite i prelievi a sorpresa del gas

naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;

- la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), per le verifiche e i sopralluoghi presso le imprese elettriche minori e presso i fornitori di energia elettrica per il controllo dell'applicazione delle agevolazioni agli oneri generali di sistema per gli utenti a forte consumo energetico;
- il GSE, per l'espletamento di 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'art. 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, e 15 dicembre 2015, 597/2015/E/com).

Nell'anno 2015 sono state effettuate nel complesso 128 verifiche ispettive (Tav. 6.1), un numero in linea con quello del 2014, a eccezione del numero di ispezioni svolte in avvalimento del GSE, in netto calo (dalle 22 del 2014 alle 14 del 2015), dato il progressivo esaurimento degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP6 ancora da ispezionare (vedi *infra*). Infatti, delle 128 verifiche ispettive, 114, ossia circa il 90%, sono state svolte dall'Autorità, in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza (fino al 30 giugno Nucleo speciale tutela mercati).

TAV. 6.2

Dettaglio delle attività
ispettive svolte nel periodo
2011-2015

ARGOMENTO	2011	2012	2013	2014	2015
Tutela dei consumatori					
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	1	-	-	-	-
Misura dell'energia elettrica	-	-	-	5	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
Tariffe e unbundling					
Distribuzione gas	3	-	-	-	-
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	-	3	2	4	1
Unbundling e tariffe elettriche	2	-	-	-	-
Unbundling e tariffe di stoccaggio del gas naturale	1	-	-	-	-
Unbundling distribuzione gas	-	-	-	2	-
Trasporto gas					1
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	10	5	7	7	4
Incentivi per misuratori elettronici	3	4	4	6	6
Qualità del trasporto elettrico	-	-	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	56	63	59	68	55
Incentivi della sicurezza gas	5	3	6	5	6
Sicurezza del servizio gas	2	3	-	1	-
Servizio di pronto intervento gas	11+CT ^(A)	9+CT ^(A)	10+CT ^(A)	4+CT ^(A)	11+CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	7	-	-	-	-
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia					2
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	2	3	3	3	-
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	-	2	15	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione					2
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	31	35	28	22	14
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
TOTALE	134	130	135	140	128

(A) CT = controlli telefonici.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.3

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media e due piccole imprese.	Verifica delle modalità di espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica.	Esiti delle verifiche ispettive acquisiti nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di misura elettrica. Intimazione a una media impresa per il rispetto dei tempi di messa a disposizione dei dati di misura.

(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: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura

Gennaio-Febbraio 2015

Di queste, 55 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Innovhub. La CSEA ha collaborato con l'Autorità nel campo delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori e nel controllo dell'applicazione delle agevolazioni agli oneri generali di sistema per gli utenti a forte consumo energetico.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura

Nel periodo gennaio 2015 - febbraio 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, a completamento del programma di ispezioni approvato con la delibera 2 ottobre 2014, 469/2014/E/eel, nei confronti di cinque imprese di distribuzione di energia elettrica, in materia di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica. Le verifiche ispettive hanno interessato una media impresa e due piccole imprese di distribuzione elettrica. Le verifiche ricadevano nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di misura dell'energia elettrica, avviata con la delibera 475/2013/E/eel, e conclusa con la delibera 413/2015/E/eel, e hanno fornito indicazioni utili al riscontro dei dati già trasmessi dalle società all'Autorità nell'ambito della medesima Indagine conoscitiva.

L'attività ispettiva è stata, inoltre, rivolta alla verifica delle modalità di espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica, con particolare riguardo:

- al funzionamento dei sistemi di acquisizione dei dati di misura;
- alle modalità di validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica;
- alle modalità di trasmissione dei dati di misura.

In esito a una verifica ispettiva effettuata nel 2014 sempre in materia di misura elettrica, con la delibera 639/2015/E/eel è stato intimato a

una media impresa di adeguare la propria organizzazione al fine di trasferire nel proprio sistema di fatturazione i dati di misura acquisiti in maniera corretta e in tempo utile per rispettare le scadenze di invio prescritte dalle norme definite dall'Autorità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.3.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita di energia elettrica e di gas in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni

Nel periodo febbraio 2015 - marzo 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, le ultime cinque delle otto verifiche ispettive previste, a completamento del programma approvato con la delibera 2 ottobre 2014, 470/2014/E/com, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e di gas, in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni.

Le verifiche ispettive del 2015 hanno interessato tre grandi imprese e due medie imprese di vendita.

Le ispezioni si sono rese necessarie per accertare le cause dei disservizi in materia di fatturazione, segnalate dai clienti finali di piccola dimensione (domestici, PMI) allo Sportello.

Le verifiche ricadevano nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di fatturazione, avviata con la delibera 542/2013/E/com e conclusa con la delibera 440/2015/E/com; pertanto, gli elementi raccolti nel corso dei sopralluoghi sono stati utilizzati anche a beneficio dell'Indagine stessa.

Gli esercenti sono stati individuati in base alla rilevanza dei disservizi in tema di fatturazione riscontrati dallo Sportello, in rapporto al numero di clienti serviti - escludendo sia gli esercenti nei confronti dei quali sono in corso procedimenti sanzionatori sia gli esercenti nei confronti dei quali sono stati attivati procedimenti sanzionatori che si sono conclusi nel 2014 - oppure in base al numero dei clienti serviti.

TAV. 6.4

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas ai clienti finali di piccole dimensioni

Febbraio-Marzo 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi e due medie imprese.	Analisi delle modalità di espletamento del servizio di fatturazione nei confronti dei clienti di piccole dimensioni e verifica del rispetto della regolazione in materia di fatturazione dell'energia elettrica e del gas.	Esiti delle verifiche ispettive acquisiti nell'ambito dell'indagine conoscitiva in materia di fatturazione. Avviata un'istruttoria formale per una media impresa per violazione dell'obbligo di trasmettere le autoletture gas al distributore.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.5

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Giugno-Settembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese, della delibera ARG/elt 104/11.	Verificata la sostanziale corretta attuazione delle regole per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per una grande impresa e due medie imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

In esito a una verifica ispettiva svolta nell'ambito del programma e in seguito ai successivi approfondimenti presso l'esercente, con la delibera 26 novembre 2015, 565/2015/S/gas, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori nei confronti di un venditore di medie dimensioni, per mancato rispetto dell'obbligo di trasmettere all'impresa distributrice, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui gli è stata trasmessa, l'autolettura eventualmente ricevuta dal cliente finale.

Nel novembre 2015 è stata effettuata una segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) per gli eventuali seguiti di competenza e il necessario coordinamento degli interventi successivi alle ispezioni svolte in materia di fatturazione. La segnalazione ha riguardato due società per ritardata emissione di fatture nei confronti di clienti finali.

Gli ulteriori elementi emersi nel corso delle verifiche ispettive sono stati acquisiti nell'ambito della citata Indagine conoscitiva in materia di fatturazione, in quanto, grazie al confronto diretto con gli operatori, è stato possibile confermare alcune evidenze emerse nell'Indagine e soprattutto acquisire ulteriori informazioni utili a una piena comprensione dei fenomeni.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.4.

Verifiche ispettive nei confronti di società di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Nel periodo giugno 2015 - settembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 5 marzo 2015, 87/2015/E/efr, nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione delle regole definite dall'Autorità per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11).

L'Autorità, con le sue disposizioni, ha individuato un sistema di tracciatura dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, il quale mira ad evitare che la stessa energia rinnovabile sia inclusa in più contratti di vendita. Le disposizioni dell'Autorità pongono in capo ai venditori di energia rinnovabile una serie di obblighi, che vanno dall'approvvigionamento di apposite "garanzie di origine", certificanti la natura verde di questa energia, all'esposizione di

TAV. 6.6

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese, una media impresa e una piccola impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della presenza di casi di dichiarazioni mendaci rese da clienti finali al fine di ottenere le agevolazioni. Verifica del rispetto, per gli esercenti la vendita, degli obblighi in materia di allineamento delle anagrafiche dei clienti, ai sensi della delibera ARG/elt 104/11.	Riscontrato un caso di dichiarazione mendace da parte di un cliente finale. Segnalazione alle autorità competenti. Verificato il rispetto degli obblighi in materia di allineamento delle anagrafiche dei clienti, ai sensi della delibera ARG/elt 104/11, per tre grandi imprese di vendita di energia elettrica, una media impresa e una piccola impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema
Ottobre-Dicembre 2015

informazioni a beneficio dei clienti finali nel proprio materiale promozionale e commerciale, nonché in fattura.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa e due medie imprese di vendita e hanno evidenziato il sostanziale rispetto della delibera ARG/elt 104/11; esse hanno inoltre evidenziato la necessità di apportare alcune integrazioni alla medesima delibera. Pertanto, con la delibera 17 marzo 2016, 118/2016/R/efr, l'Autorità ha modificato e integrato il citato provvedimento e il Codice di condotta commerciale attualmente vigenti, esplicitando e puntualizzando alcune previsioni già in essi contenute, al fine di migliorare la tutela del consumatore, secondo i principi di concorrenza e di trasparenza.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.5.

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema

Nel periodo ottobre 2015 - dicembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità e dalla CSEA, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 3 luglio 2015, 315/2015/E/eel, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema, previste dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 5 aprile 2013.

Si tratta della prima campagna di verifiche ispettive svolte in questo ambito.

Le verifiche avevano lo scopo di esaminare alcuni casi di imprese beneficiarie delle agevolazioni previste, per le quali i consumi dichiarati dal soggetto energivoro sono risultati diversi da quelli comunicati dai distributori elettrici, responsabili della misura, prevalentemente a causa di informazioni anagrafiche non coerenti. Tali casi erano emersi a seguito di controlli incrociati effettuati dalla CSEA.

In particolare, si intendeva accertare, per l'anno 2013, sia l'eventuale presenza di casi di dichiarazioni mendaci rese da clienti, al fine di ottenere le agevolazioni previste, sia il rispetto, da parte degli esercenti ispezionati, degli obblighi regolatori fissati al fine di mantenere sempre allineate le informazioni anagrafiche dei clienti presenti nelle banche dati dei diversi soggetti della filiera (delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08).

Le verifiche ispettive hanno interessato tre grandi imprese di vendita, una media impresa e una piccola impresa.

Nel corso di una verifica presso una grande impresa è stato riscontrato il caso di un cliente finale che, per ottenere le agevolazioni, ha effettuato una dichiarazione non veritiera in merito alla titolarità di un punto di consegna dell'elettricità in media tensione. Il caso sarà segnalato alla competente autorità giudiziaria.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.6.

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2015, con l'effettuazione di una verifica ispettiva, si è concluso il programma di sei verifiche avviato con la delibera 14 novembre 2013, 513/2013/E/eel, nei confronti di imprese elettriche

TAV. 6.7

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Aprile 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa.	Verifica delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta al fine del riconoscimento delle integrazioni tariffarie.	Verificata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti a una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.8

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete

Marzo 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una impresa.	Verifica della corretta applicazione dei criteri definiti dalla RTTG per la determinazione delle perdite di rete ai fini tariffari.	Riscontrati errori da parte dell'impresa nella determinazione delle perdite di rete. Importi tariffari recuperati nell'ambito delle tariffe di trasporto a partire dall'annualità 2016.

Fonte: AEEGSI.

minori non trasferite all'Enel, in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie. La verifica è stata realizzata dall'Autorità e dalla CSEA con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare tra l'altro:

- la corretta rilevazione e la giusta attribuzione dei costi e dei ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria, anche in relazione alle dichiarazioni rese dai legali rappresentanti delle imprese;
- la presenza di sussidi incrociati tra le attività oggetto di integrazione tariffaria e le altre attività svolte dalle società, nonché le modalità di affidamento diretto di contratti di servizio e appalto a società appartenenti o collegate al medesimo gruppo societario;
- la corretta applicazione della vigente normativa relativa alle reti di distribuzione, in particolare quella riguardante la valorizzazione delle perdite, l'installazione dei misuratori e le modalità di prestazione del servizio di misura;
- lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, anche mediante sopralluogo.

La verifica ispettiva che è stata realizzata, ha interessato una media impresa; grazie ai controlli eseguiti è stata accertata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio, finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola 6.7.

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete

Nel mese di marzo 2015 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e con il supporto tecnico del Dipartimento di ingegneria civile e meccanica dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 18 dicembre 2014, 627/2014/E/gas, nei confronti di un gestore del servizio di trasporto del gas in materia di determinazione delle perdite di rete. L'ispezione aveva a oggetto la verifica dei dati e delle informazioni comunicati dall'impresa relativamente alla consistenza della rete di

TAV. 6.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Luglio-Settembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Quattro esercizi di due grandi imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 11 ambiti, tutti con esito positivo.

(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: AEEGSI.

trasporto esercita e alla determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete, ai sensi della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RTTG), approvata con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

In esito alla verifica sono stati riscontrati errori, da parte dell'impresa, nella determinazione delle perdite di rete, i quali hanno determinato un indebito vantaggio economico in termini di tariffa. Il recupero degli importi è già stato definito nell'ambito della determinazione delle tariffe di trasporto applicate a partire dall'annualità 2016, ai sensi delle delibere 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas, e 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 6.8.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo luglio 2015 - settembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 3 luglio 2015, 317/2015/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del TIQE;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2015, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato tre esercizi di una grande impresa e due grandi imprese di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati secondo un criterio di rotazione, al

fine di assicurare una periodicità minima delle verifiche sulla stessa impresa/centro di telecontrollo, di maggiore entità degli incentivi da erogare e di copertura del territorio nazionale. La metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2014.

Per tutti gli esercizi e le imprese di distribuzione, l'applicazione al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi dell'indice di precisione (IP) e dell'indice di correttezza (IC) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza.

L'esito dei controlli, come già per l'anno 2014, conferma i miglioramenti apportati dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica nella registrazione delle interruzioni.

L'esigenza di mantenere la vigilanza in materia è dettata dal fatto che sono riconosciuti incentivi al settore per i miglioramenti della continuità del servizio, finalizzati a indurre le imprese ad assicurare in tempi brevi una qualità del servizio elettrico in linea con quella degli altri Paesi europei e a ridurre il divario esistente tra Nord e Sud.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.9.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Nel periodo febbraio 2015 - maggio 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati alla rete di bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione
Febbraio-Maggio 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa, due medie imprese e tre piccole imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verificata la corretta registrazione di clienti BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione, per una grande impresa. Riscontrati errori materiali nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati per due medie imprese, per le quali è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato. Avviate tre istruttorie formali nei confronti di tre piccole imprese per violazioni in materia di registrazione di clienti connessi in bassa tensione interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione (in un caso anche per mancato e tardivo aggiornamento delle informazioni anagrafiche da trasmettere all'Autorità). È stata disposta la restituzione dell'incentivo erogato. Importo complessivo degli incentivi restituiti dalle imprese in esito alle verifiche ai sensi della delibera 515/2014/E/eel: 39.000 €.

(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: AEEGSI.

misuratori elettronici e i sistemi di telegestione. La prima verifica delle sette approvate è stata svolta nel novembre 2014.

Tali ispezioni, tese ad accertare il corretto funzionamento del sistema di telegestione e dei misuratori elettronici, sono effettuate attraverso l'acquisizione e la visione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità.

In esito alle verifiche svolte nel 2015 ai sensi della delibera 515/2014/E/eel, per una grande impresa l'esito è risultato positivo.

Per due medie imprese è stato riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati, per cui è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato.

Per tre piccole imprese è emerso il mancato rispetto dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, e, pertanto, è stata disposta la restituzione dell'intero incentivo erogato.

Con le delibere 1 ottobre 2015, 463/2015/S/eel, 29 ottobre 2015, 504/2015/S/eel, 5 novembre 2015, 523/2015/S/eel, l'Autorità ha avviato tre procedimenti sanzionatori in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica nei confronti di tre piccole imprese. In un caso è stato contestato alla società anche il mancato e tardivo aggiornamento delle informazioni anagrafiche da trasmettere all'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.10.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2015 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 17 settembre 2015, 439/2015/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio. Detta ispezione aveva lo scopo 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, del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 (Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità e disciplinato dall'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2015, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Allegato.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme. Rilevato un errore nell'attribuzione della causa per due disalimentazioni, non rilevante ai fini della determinazione dei premi e delle penalità. Effettuato versamento al Fondo eventi eccezionali.

(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: AEEGSI.

TAV. 6.11

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Ottobre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
55 controlli, di cui: - 33 su impianti di 6 grandi imprese; - 18 su impianti di 14 medie imprese; - 4 su impianti di 4 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 5 grandi, 14 medie e 3 piccole imprese. Accertati 2 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una grande e 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: AEEGSI.

TAV. 6.12

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas

Gennaio-Dicembre 2015

L'esito dell'ispezione è risultato conforme. Nel corso della verifica a campione delle disalimentazioni è emerso un errore nell'attribuzione della causa per due disalimentazioni, non rilevante ai fini della determinazione dei premi e delle penalità, ma con riflessi in termini di versamenti al Fondo eventi eccezionali, ai sensi dell'art. 17 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 197/11.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 6.11.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2015 - 31 dicembre 2015 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza e dal personale di Innovhub, 55 controlli sulla qualità del gas presso 24 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 17 luglio 2014, 342/2014/E/gas (per il periodo gennaio 2015 - marzo 2015), e 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas (per il periodo ottobre 2015 - dicembre 2015).

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. 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 vengono 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 55 controlli effettuati sono stati accertati *in loco*, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, due casi di insufficiente grado di odorizzazione, per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato due denunce alle competenti Procure della Repubblica.

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 6.12.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Settembre-Novembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Sei impianti di quattro grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione del gas, degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione della RQDG per tre grandi imprese. Riscontrate violazioni alla RQDG per due impianti di una grande impresa. Avviato procedimento sanzionatorio. Prevista rideterminazione degli incentivi.

(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: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo settembre 2015 - novembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 14 maggio 2015, 219/2015/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti ai sensi dell'Allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). 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 ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato sei impianti di quattro grandi imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando 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 accertare il rispetto, per l'anno 2014, dei requisiti di cui alla RQDG, per tre grandi imprese. Per due impianti di distribuzione gestiti da una grande impresa, sono emerse violazioni alla RQDG. L'impatto delle suddette violazioni alla RQDG sull'ammontare degli incentivi sarà definito con

successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Per tale impresa è stato, inoltre, avviato con la delibera 4 marzo 2016, 82/2016/S/gas, un procedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.13.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile 2015 - maggio 2015 sono stati effettuati, dal Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì effettuate, nel periodo luglio 2015 - novembre 2015, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 11 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, in esito ai controlli telefonici, 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 dall'Allegato A della delibera 574/2013/R/gas (RQDG) e dalle *Linee guida* predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice per 11 piccole imprese.
Verifiche ispettive: 11 piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG, di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 11 piccole imprese. Avviati i primi otto 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: AEEGSI.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due 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.	Avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di un produttore. Esiti in fase di valutazione per un produttore.

(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: AEEGSI.

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno interessato 11 piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per tutte le 11 imprese sottoposte a controllo, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG.

Con le delibere 4 dicembre 2015, 585/2015/S/gas, 17 dicembre 2015, 621/2015/S/gas, 14 gennaio 2016, 6/2016/S/gas, 4 febbraio 2016, 36/2016/S/gas, 11 febbraio 2016, 44/2016/S/gas, 18 febbraio 2016, 54/2016/S/gas e 55/2016/S/gas, 25 febbraio 2016, 64/2016/S/gas, l'Autorità ha avviato i primi procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante piccole imprese di distribuzione.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.14.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo ottobre 2015 – novembre 2015 sono state effettuate, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema

idrico della Guardia di Finanza e del Politecnico di Milano, le prime due verifiche del programma di cinque ispezioni approvato con la delibera 27 novembre 2014, 582/2014/E/eel, nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione. Le rimanenti tre verifiche sono state svolte nei primi mesi del 2016.

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. In particolare, tali verifiche sono state inizialmente limitate ai casi di adeguamento degli 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. Ciò è stato determinato dal fatto che su tali impianti di produzione si erano rese necessarie un'azione del produttore e una successiva verifica dell'impresa distributtrice.

Le verifiche sono finalizzate alla constatazione della corretta applicazione, da parte dei produttori, delle nuove disposizioni in materia, in particolare previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel. Esse sono condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando opportuni strumenti atti a verificare

TAV. 6.14

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributtrici di gas in materia di pronto intervento
Aprile-Novembre 2015

TAV. 6.15

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione
Novembre-Dicembre 2015

TAV. 6.16

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CSEA e il GSE
Gennaio 2005 - 31 dicembre 2015

TIPOLOGIA DI IMPIANTI	IMPIANTI ASSIMILATI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	QUOTA	NUMERO	MW	QUOTA
Assimilati CIP6	43	6.428	31,47%	26	5.021	24,58%
Assimilati ex CIP 34/90	8	961	4,70%	4	386	1,89%
Assimilati eccedenze	18	288	1,41%	8	92	0,45%
TOTALE ASSIMILATI	69	7.677	37,58%	38	5.499	26,92%
COGENERATIVI PURI	96	10.977	53,74%	96		
TOTALE	165					
IMPIANTI RINNOVABILI						
Biomasse	20	802				
RSU	39	743,1				
Biogas	35	57,42				
Eolico	12	163,45				
Idroelettrici a bacino	1	6				
TOTALE RINNOVABILI	107	1.772	8,68%			
TOTALE	272	20.426	100,00%			
Di cui in avvalimento da parte della CCSE (ora CSEA) fino al 30 giugno 2010	130	9.351	45,78%	66	7.220	35,35%

Fonte: AEEGSI.

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 2015 hanno interessato due 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.

Nel primo trimestre 2016 il programma ispettivo è stato completato con l'effettuazione delle ultime tre verifiche previste.

In esito alle ispezioni effettuate, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti di un produttore per violazioni in materia di adeguamento di impianti di produzione di energia elettrica. Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, gli esiti della rimanenti verifiche sono in fase di valutazione.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati sono state svolte con l'avvalimento della CSEA fino al 30 giugno 2010, ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60.

A partire dall'1 luglio 2010, come previsto dall'art. 27 della legge n. 99/09, l'Autorità si è avvalsa del GSE secondo le modalità previste dal Disciplinare di avvalimento, approvato con la delibera GOP 71/09, che è stato rinnovato ed esteso al triennio 2013-2015 con la delibera 509/2012/E/com, e quindi al triennio 2016-2018 con la delibera 597/2015/E/com. I 14 impianti ispezionati nel 2015 corrispondono a una potenza installata pari a circa 1.000 MW.

Nel corso del 2015 sono stati complessivamente assoggettati a verifica 272 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 20.500 MW, di cui il 38% circa costituito da impianti assimilati, il 54% da impianti cogenerativi puri e l'8% da impianti alimentati da fonti rinnovabili (Tav. 6.16).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato:

- 69 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 7.677 MW, dei quali 43 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 8 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di tutti questi, 38 impianti con una potenza complessiva pari a 5.499 MW hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;

- 96 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 10.977 MW;
- 107 impianti rinnovabili, per una potenza pari a 1.772 MW, di cui 20 alimentati a biomasse, 39 a rifiuti e 35 a biogas, oltre a 12 impianti eolici e a un impianto idroelettrico a bacino.

In esito a tali verifiche, a partire dal 2005 sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 360 milioni di euro. Di questi, 205 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A₃), e riduzione delle bollette. A seguito di una sentenza del Consiglio di Stato, che ha annullato le precedenti disposizioni del TAR Lombardia riferite al medesimo impianto, l'Autorità ha altresì disposto la restituzione di incentivi per circa 12 milioni di euro, mentre per ulteriori 5 milioni si è in attesa di un chiarimento interpretativo richiesto al medesimo Consiglio di Stato, in merito alla sentenza di cui sopra. Gli importi per i quali il recupero è stato avviato, ma che non risultano ancora versati, in parte sono oggetto di contenzioso presso il TAR Lombardia o dinanzi al Consiglio di Stato, ma, in parte, o non sono recuperabili o lo sono solo parzialmente, a causa di questioni legate alle vicende societarie dei soggetti che avrebbero dovuto provvedere al loro versamento. I recuperi amministrativi operati, essendo relativi ai maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche, contribuendo a diminuire il fabbisogno attuale e prospettico, nel senso che sono destinati a produrre effetti anche nei periodi successivi a quelli oggetto dell'accertamento, dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente A₃).

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe per gli anni 2012-2015 e su altri aspetti regolati

Nel periodo febbraio 2015 – marzo 2015 sono state effettuate quattro verifiche ispettive a completamento del programma di sette accertamenti, approvato con la delibera 19 giugno 2014, 288/2014/E/idr, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per gli anni 2012, 2013 e 2014, nonché di restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011.

Le verifiche hanno evidenziato il mancato rispetto delle disposizioni in materia di tariffe del servizio idrico integrato per tutti i soggetti. Le contestazioni hanno riguardato, in particolare:

- per una media impresa e per un consorzio di medie dimensioni, l'erroneità delle informazioni trasmesse all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe e l'inosservanza delle procedure di compilazione prescritte, nonché il difetto di veridicità di taluni dati e il difetto di raccordo tra i valori desumibili dalla documentazione contabile e i valori riportati nella modulistica trasmessa;
- per una gestione comunale di medie dimensioni, la mancata adozione della Carta dei servizi e la mancata applicazione nelle fatture della componente UI₁ ai clienti finali;
- per una gestione comunale di medie dimensioni, la mancata applicazione nelle fatture della componente UI₁ ai clienti finali e la mancata applicazione nelle fatture della tariffa determinata d'ufficio dall'Autorità, con applicazione della tariffa approvata nel 2012 senza la prescritta decurtazione del 10%.

Inoltre, dalle ispezioni è emersa, da parte di un venditore all'ingrosso di uno dei gestori ispezionati, l'errata applicazione della tariffa 2013 per il servizio di fornitura d'acqua all'ingrosso applicata a tutti i gestori forniti.

Nei confronti dei suddetti operatori l'Autorità ha avviato, con le delibere 23 luglio 2015, 370/2015/S/idr, 30 luglio 2015, 390/2015/S/idr e 391/2015/S/idr, 10 settembre 2015, 434/2015/S/idr e 435/2015/S/idr, i procedimenti sanzionatori in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato.

In esito a tali ispezioni sono stati contestati ai gestori quasi 11 milioni di euro di costi vari e circa 3 milioni di euro di ricavi non dichiarati. Nel complesso, invece, in esito a tutte le ispezioni avviate con la delibera 288/2014/E/idr, sono stati contestati investimenti per un costo storico non riconoscibile in tariffa, su più anni, di circa 28 milioni di euro, costi operativi e costi all'ingrosso, immediatamente detraibili dalla tariffa, per circa 10 milioni di euro. I ricavi contestati, in particolare per sottostima dei medesimi, sono risultati pari a circa 7,4 milioni di euro, mentre 7 milioni di euro è l'importo stimato corrispondente alla riduzione dei depositi cauzionali erroneamente calcolati. La quantificazione degli importi contestati fa naturalmente salva l'effettiva variazione della tariffe, a seguito delle rettifiche

TAV. 6.17

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato
Febbraio-Dicembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese, tre medie imprese, due consorzi di medie dimensioni e due gestioni comunali di medie dimensioni.	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato, restituzione della remunerazione del capitale investito e altri aspetti regolati.	In esito alla verifiche effettuate ai sensi della delibera 288/2014, riscontrate violazioni presso una media impresa, un consorzio di medie dimensioni, due gestioni comunali di medie dimensioni e per un venditore all'ingrosso. Avviati cinque procedimenti sanzionatori. Esiti in corso di valutazione per le verifiche effettuate ai sensi delle delibere 432/2015 e 433/2015, nei confronti di due grandi imprese, due medie imprese e un consorzio di medie dimensioni.

(A) Grande impresa (o consorzio, o gestione comunale): impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

Fonte: AEEGSI.

valutate nell'ambito di ciascun procedimento di rideterminazione tariffaria.

Con la delibera 10 settembre 2015, 432/2015/E/idr, l'Autorità ha approvato un programma di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2016, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per il primo periodo regolatorio 2012-2015, nei confronti di gestori del servizio. Le verifiche ispettive, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno lo scopo di verificare:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe;
- le tariffe applicate all'utenza in conformità con le disposizioni dell'Autorità;
- l'efficienza del servizio di misura, ivi incluso lo stato delle connesse infrastrutture e delle sue determinazioni, atteso che tali elementi rappresentano un fattore determinante per il moltiplicatore tariffario.

Nel periodo ottobre 2015 – dicembre 2015 sono state effettuate le prime due verifiche ispettive del programma approvato con la delibera 432/2015/E/idr, nei confronti di due grandi imprese. Gli esiti sono in corso di valutazione.

Con la delibera 10 settembre 2015, 433/2015/E/idr, l'Autorità ha approvato un programma di ulteriori sei verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2016, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015, nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato. Le verifiche ispettive, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno lo scopo di verificare:

- l'applicazione delle tariffe determinate d'ufficio dall'Autorità;
- il rispetto delle disposizioni in materia di esclusione dall'aggiornamento tariffario.

Nel periodo novembre 2015 – dicembre 2015 sono state effettuate, nei confronti di due medie imprese e di un consorzio di medie dimensioni, le prime tre verifiche ispettive del programma approvato con la delibera 432/2015/E/idr.

Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, gli esiti sono in corso di valutazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 6.17.

Ricognizione delle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e con scadenza successiva al settembre 2009

Con la delibera 4 settembre 2014, 436/2014/E/efr, l'Autorità ha avviato una ricognizione delle convenzioni di cessione dell'energia stipulate per gli impianti incentivati in virtù del provvedimento CIP6, ancora vigenti o la cui decorrenza sia cessata successivamente al settembre 2009.

La ricognizione ha evidenziato un'applicazione sostanzialmente uniforme e conforme alla normativa, oltre al fatto che tutti gli impianti con convenzione di cessione ancora attiva nel 2015 sono stati almeno una volta oggetto di verifiche ispettive. La progressiva riduzione del numero degli impianti incentivati renderà possibile, nei prossimi anni, porre in essere una vigilanza completa sulla corretta erogazione delle incentivazioni di cui al provvedimento CIP6.

Con la delibera 7 aprile 2016, 170/2016/E/efr, è stata chiusa la ricognizione e sono state disposte le azioni conseguenti.

Attività di controllo per l'accertamento della corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità, per l'anno 2014 da parte degli operatori regolati

L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori regolati è stata svolta, anche nel 2015, nell'ambito del Programma annuale dei controlli relativo alla collaborazione tra l'Autorità e il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza. I controlli hanno interessato il contributo versato nel 2014 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico.

L'attività si è sviluppata in due distinte fasi: una fase relativa al c.d. "controllo formale" (circa 13.500 soggetti) e una di c.d. "controllo sostanziale", che ha interessato 116 imprese (di cui 74 operanti nei settori elettrico e gas e 42 nel settore idrico; queste ultime hanno contribuito per circa il 75% alla formazione del gettito complessivo per l'anno 2014).

Il controllo formale ha evidenziato alcuni scostamenti tra il contributo dovuto e quello versato per 30 imprese (22 operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e otto nel settore idrico).

Tale differenza è in parte attribuibile a compensazioni e in parte a errori compiuti dalle società nella compilazione del bonifico di pagamento.

Il controllo sostanziale è stato finalizzato alla verifica della composizione della base imponibile sulla quale effettuare il calcolo del contributo dovuto e, quindi, alla correttezza delle tipologie di ricavo assoggettate al contributo e alle esclusioni operate.

Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires

A seguito della sentenza della Corte costituzionale 11 febbraio 2015, n. 10, con la quale è stata dichiarata l'incostituzionalità dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (c.d. *Robin Hood Tax*), sono venuti meno i poteri di vigilanza assegnati all'Autorità sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires a carico degli operatori del settore energetico. La sentenza della Suprema Corte ha, tuttavia, sancito la legittimità di tutti gli atti adottati dall'Autorità prima della pubblicazione della stessa sentenza. Pertanto, dagli effetti della declaratoria di incostituzionalità sono stati esclusi non soltanto, come di norma avviene, i rapporti giuridici esauriti, ma anche quelli sorti durante la vigenza delle norme annullate non ancora conclusi in modo definitivo e irrevocabile.

L'attività di verifica e di monitoraggio ha comportato, per il 2015, l'irrogazione di sanzioni amministrative a seguito della conclusione di nove procedimenti istruttori per la mancata osservanza degli obblighi informativi previsti dall'Autorità in materia. L'importo complessivo delle sanzioni applicate è stato di oltre 270.000 €. Allo stato, sono in fase di definizione ulteriori otto procedimenti istruttori. Infine, il 28 gennaio 2016 si è tenuta presso il Consiglio di Stato l'udienza che ha deciso il ricorso proposto in appello dall'Autorità avverso otto sentenze del TAR Lombardia. Il Consiglio di Stato si è pronunciato sulle modalità di accertamento della traslazione d'imposta adottate dall'Autorità nelle c.d. "analisi di secondo livello", eccependo, in particolare, l'"irragionevolezza amministrativa" della stessa *Robin Hood Tax*.

Attuazione del regolamento REMIT

In attuazione del regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), con la delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com, l'Autorità ha istituito il Registro degli operatori di mercato. Il Registro è operativo dal 17 marzo 2015 e consente agli operatori di mercato stabiliti in Italia di ottemperare all'obbligo di registrazione di cui all'art. 9 del suddetto regolamento. Esso si interfaccia con il sistema informatico dell'ACER e costituisce una porzione del più ampio Registro europeo utilizzato per il monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso.

L'Autorità ha scelto di integrare il Registro mediante un'opportuna estensione dell'Anagrafica operatori già esistente. Tale scelta ha il duplice vantaggio di evitare agli operatori i costi amministrativi necessari per un ulteriore processo di accreditamento e di caricamento dei dati, nonché di consentire maggiore flessibilità per eventuali modifiche o aggiornamenti del sistema.

Con la stessa delibera 86/2015/E/com, l'Autorità ha pubblicato il Manuale di funzionamento e uso del Registro REMIT, che riporta gli obblighi e le tempistiche per la registrazione e descrive le modalità di accesso e utilizzo del Registro, e con la successiva determina 4 agosto 2015, 2/2015 - DOVC, lo ha aggiornato, per uniformarlo ad alcune modifiche introdotte dall'ACER. Con la determina 25 giugno 2015, 12/2015 - DMEG, l'Autorità ha fornito chiarimenti e *Linee guida* in merito all'assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate previsto all'art. 4 del regolamento REMIT.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha attivamente partecipato ai gruppi di lavoro dell'ACER impegnati a favorire un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, consentendo:

- la predisposizione di *Linee guida* e chiarimenti relativi alla nozione di *Persons professionally arranging transactions* (PPATs), di cui all'art. 15 del regolamento REMIT (ACER *Guidance note* 1/2015), nonché l'analisi preliminare di modelli di *governance* dei mercati organizzati, idonei a consentire l'efficace attuazione degli obblighi in capo ai PPATs;
 - l'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di *Linee guida* per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del REMIT, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali (quali, per esempio, le modalità di trattamento nel Registro REMIT delle stazioni di rifornimento del metano autotrazione, dei casi di incorporazione di società e delle imprese di trasporto regionale del gas). Nell'ambito dei gruppi internazionali, l'Autorità ha inoltre collaborato intensamente alla definizione delle posizioni in ambito CEER rispetto all'evoluzione della normativa finanziaria, che ha visto, a seguito del processo di riforma promosso dalla Commissione europea, una significativa estensione del proprio perimetro applicativo ai mercati delle *commodity*, inclusi quelli dell'energia. Ciò al fine di evitare che gli sviluppi in atto, per esempio, in relazione alla definizione di strumenti finanziari o alla qualificazione di un'impresa quale società di investimento in esito all'applicazione di test quantitativi relativi all'attività di *trading* di tipo speculativo svolta dalla medesima, possano tradursi in un aumento dei costi di transazione per le imprese che operano, con finalità commerciali e di *hedging*, nei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas naturale, con inevitabili ripercussioni sui costi di acquisto dell'energia per i clienti finali.
- Sempre nel 2015, l'Autorità ha continuato a prestare assistenza agli operatori di mercato mediante seminari informativi, incontri e risposte ai messaggi di posta elettronica all'indirizzo di posta elettronica appositamente creato: remit@autorita.energia.it. Con la delibera 16 luglio 2015, 347/2015/E/eel, l'Autorità ha, inoltre, avviato un programma di ispezioni, al fine di verificare il rispetto del regolamento REMIT. Alla data del 31 marzo 2016, gli esiti sono in corso di valutazione.
- la revisione del *Memorandum* di collaborazione fra l'ACER e i regolatori nazionali, nonché la definizione di protocolli condivisi per la gestione in sicurezza delle informazioni scambiate per la sorveglianza dei mercati energetici all'ingrosso;
 - l'aggiornamento 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;

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2015 l'attività riconducibile al potere sanzionatorio di tipo tradizionale, con l'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando, da un lato, un numero di avvii di procedimento in linea con gli anni precedenti (43 nel 2015, 40 nel 2014 e 39 nel 2013) e, dall'altro, un significativo aumento dei provvedimenti sanzionatori adottati (54 contro i 28 del 2014).

L'anno 2015, peraltro, ha visto procedere l'Autorità pure sul versante degli impegni presentati nell'ambito dei procedimenti sanzionatori (previsti dall'art. 45 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e dagli artt. 16 e segg. della delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, con la quale l'Autorità ha approvato il *Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni*). In particolare, l'Autorità ha adottato sei delibere, con le quali si è valutata l'ammissibilità delle relative proposte; solo il 50% delle medesime ha superato il predetto vaglio, che si conferma, pertanto, severo in ragione delle rigorose e ambiziose finalità sottese all'istituto.

Nel complesso, e sotto diversi profili, si registra una notevole crescita della procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni pecuniarie di competenza dell'Autorità, prevista dal summenzionato art. 45 e dall'art. 5 del citato regolamento. In particolare, l'applicazione dell'istituto ha evidenziato che, laddove il Collegio ha impiegato tale strumento, la percentuale di adesione da parte degli interessati si è attestata oltre l'86%.

Dinanzi a tale dato percentuale occorre sottolineare che la semplificazione dell'accertamento e, in definitiva del procedimento, è sempre subordinata alla cessazione delle condotte, laddove ancora in essere, al momento della contestazione.

Pertanto, il ricorso alla procedura semplificata si dimostra, per un verso, oltremodo efficace nel garantire una maggiore efficienza dell'azione dell'Autorità, che viene esercitata con grande risparmio di tempo e risorse nel rispetto dei diritti di partecipazione e contraddittorio degli interessati. Infatti, i procedimenti avviati con la procedura semplificata nel 2015 si sono conclusi, in media,

entro circa 30 giorni dalla comunicazione di avvio degli stessi agli operatori.

Per altro verso, poi, appare evidente come la semplificazione – cui si associa il beneficio per l'impresa della riduzione dell'importo da corrispondere – si dimostri quanto mai efficace per indurre gli operatori a porre fine agli illeciti contestati e, in definitiva, al rispetto della regolazione di settore.

Nel 2015 sono stati gestiti 141 procedimenti di cui 43 atti di avvio, 34 comunicazioni delle risultanze istruttorie, tre dichiarazioni di inammissibilità degli impegni e altrettante dichiarazioni di ammissibilità degli impegni e 58 provvedimenti conclusivi.

Per 30 dei procedimenti avviati è stata utilizzata la procedura semplificata; essi hanno riguardato le seguenti materie: cinque violazioni della regolazione del settore idrico, 21 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e quattro violazioni della regolazione dei mercati energetici. Di questi procedimenti, ben 26 si sono conclusi con il pagamento della sanzione pecuniaria in misura ridotta da parte degli operatori (con una adesione, quindi, di oltre l'86%).

Fra i 58 procedimenti conclusi, 54 si sono risolti con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo di circa 5.287.000 €; per quattro procedimenti, invece, è stata accertata la non sussistenza delle violazioni inizialmente contestate.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 25), 11 riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, otto si riferiscono a violazioni della disciplina tariffaria e, infine, sei scaturiscono da violazioni di obblighi informativi.

In merito ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a nove), tre procedimenti riguardano l'acquisto di certificati verdi, quattro procedimenti derivano dalla violazione di obblighi posti a tutela della qualità commerciale e dei clienti finali e due procedimenti scaturiscono dalle violazioni di obblighi informativi.

Inoltre, a dimostrazione di un maggiore presidio posto a garanzia del rispetto della regolazione nel settore dei servizi idrici, merita d'essere sottolineato l'esponentiale incremento dei procedimenti sanzionatori avviati in materia, che si attesta sul dato di nove delibere di avvio contro le tre adottate l'anno precedente.

Anche nel 2015 i dati sintetici evidenziano una prevalenza di procedimenti avviati per illeciti in materia di infrastrutture energetiche (nel complesso pari a circa il 58%) rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici e del settore idrico (i quali si attestano entrambi intorno al 21%).

Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2015 l'Autorità ha avviato nove procedimenti sanzionatori. Le violazioni riguardano, in parte, la regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nelle sue molteplici declinazioni; si tratta dell'inadempimento delle prescrizioni dettate per la formulazione della proposta tariffaria che, in mancanza di dati forniti dai gestori, avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi, nonché della 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 alla mancata adozione della Carta dei servizi, nonché alle modalità di determinazione del deposito cauzionale.

Di questi procedimenti ben quattro si sono conclusi per effetto dell'adesione delle società interessate alla procedura semplificata e al conseguente pagamento della sanzione irrogata in misura ridotta, per un totale di circa 74.200 €.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Sicurezza del sistema

Nel 2015 l'Autorità ha avviato 11 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di sicurezza del sistema. I procedimenti, in parte, sono volti ad accertare violazioni in materia di pronto intervento del servizio di distribuzione del gas e, in particolare, dell'obbligo posto in capo al distributore di disporre di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte, con tempestività, alle richieste di pronto intervento.

Le contestazioni hanno riguardato, altresì, gli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e

alla continuità del servizio di trasporto del gas e della distribuzione dell'energia elettrica.

Dei procedimenti predetti, ben otto si sono conclusi nel corso del medesimo anno, in conseguenza della cessazione delle condotte contestate e dell'adesione, da parte delle società interessate, alla procedura semplificata. Tale adesione ha comportato il pagamento di 37.500 €.

L'Autorità ha, altresì, irrogato due sanzioni per violazione degli obblighi di misurazione del grado di odorizzazione del gas, oltreché per la violazione degli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati di sicurezza e di continuità del servizio di distribuzione del gas e del servizio di pronto intervento. Complessivamente, pertanto, per aver accertato le violazioni di tali obblighi, l'Autorità ha irrogato sanzioni per un totale di 38.800 €.

Infine, le proposte di impegni presentate da due società nell'ambito di procedimenti avviati rispettivamente nel 2014 e nel 2015 per violazioni in materia di pronto intervento gas, sono state dichiarate inammissibili in quanto le condotte contestate non risultavano cessate e gli impegni proposti non risultavano utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme che si assumevano violate; mentre una proposta presentata da un operatore in riferimento a un procedimento avviato nel 2013 è stata dichiarata parzialmente ammissibile.

Accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2015 l'Autorità ha irrogato dieci sanzioni, per complessivi 462.000 € circa, nei confronti di altrettanti distributori, per l'inadempimento agli obblighi di installazione dei misuratori di energia elettrica e gas, e una sanzione di 55.000 € nei confronti di un distributore del gas, per violazione degli obblighi di trasmissione dei dati di misura agli esercenti la vendita.

L'Autorità, inoltre, ha chiuso due procedimenti con l'archiviazione delle contestazioni formulate a due trasportatori di gas, per il mancato adempimento degli obblighi di installazione di gruppi di misura sulla rete servita.

Infine, la proposta di impegni presentata da un operatore nell'ambito di un procedimento avviato per violazioni in materia di misura del gas naturale è stata dichiarata inammissibile, in quanto la condotta contestata non risultava cessata e gli impegni proposti non sono stati ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme che si assumono violate.

Disciplina tariffaria

Con riferimento alla regolazione tariffaria, nel 2015 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, sei procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti esercenti, per aver trasmesso informazioni non corrette in sede di determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Tutti i procedimenti si sono conclusi a seguito dell'adesione degli operatori alla procedura semplificata, avendo gli stessi pagato le sanzioni ridotte per un importo totale di circa 176.000 € e provato la cessazione delle condotte contestate.

L'Autorità ha, altresì, contestato a un operatore la violazione della regolazione relativa alla determinazione dei costi riconoscibili nell'ambito del sistema di riconoscimento degli oneri nucleari e ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un distributore per la violazione della regolazione tariffaria del servizio di distribuzione gas verso alcuni esercenti la vendita. Anche il primo procedimento si è concluso con l'irrogazione di una sanzione in misura ridotta di 19.200 €, avendo l'operatore aderito alla procedura semplificata.

L'Autorità ha, infine, irrogato a un operatore una sanzione di 3.267.000 €, in seguito all'accertamento di violazioni della regolazione dell'*unbundling* funzionale e contabile, oltreché della regolazione tariffaria dell'attività di stoccaggio del gas.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2015, inoltre, sono stati avviati sei procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante imprese regolate, per la violazione degli obblighi di comunicazione all'Autorità di una serie di dati sulla qualità e sulla performance del servizio di misura, nonché in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas. La metà dei procedimenti avviati si è conclusa nello stesso anno per effetto dell'adesione degli operatori interessati, previa cessazione delle condotte contestate, alla procedura semplificata. A seguito di tali adesioni, sono state pagate sanzioni per un totale di 11.500 €.

Infine, l'Autorità ha chiuso, con l'archiviazione, due ulteriori procedimenti sanzionatori avviati per la mancata installazione dei misuratori elettronici.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Certificati verdi

Nel 2015 sono stati avviati tre procedimenti sanzionatori, nei confronti di altrettante imprese, per il mancato acquisto dei certificati verdi, di

cui due relativi all'energia elettrica prodotta nell'anno 2013 e uno relativo all'energia elettrica importata nel medesimo anno.

L'Autorità, inoltre: ha chiuso quattro procedimenti con l'irrogazione di sanzioni, di cui tre, pari complessivamente a oltre 300.000 €, nei confronti del medesimo esercente, per il mancato acquisto di certificati verdi negli anni di produzione 2009, 2010 e 2011; ha irrogato una sanzione, pari a 16.500 €, a un'altra impresa per il mancato acquisto di certificati verdi per l'anno di importazione 2009.

Mercati all'ingrosso

L'Autorità ha dichiarato ammissibili gli impegni presentati nell'ambito di un procedimento sanzionatorio avviato nei confronti di un'impresa distributrice per accertare le violazioni in materia di aggregazione delle misure ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Titoli di efficienza energetica

In materia di Titoli di efficienza energetica (TEE), l'Autorità ha chiuso un procedimento sanzionatorio con l'irrogazione di due sanzioni, per complessivi 443.000 €, nei confronti di un'impresa distributrice per il mancato conseguimento dell'obiettivo di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 e per la mancata compensazione dell'obiettivo di risparmio di energia primaria per l'anno 2009.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel corso del 2015 è stato avviato un procedimento sanzionatorio in forma semplificata nei confronti di un esercente la vendita di gas naturale, per violazione delle disposizioni volte ad assicurare il corretto trattamento delle autoletture trasmesse dal cliente finale, che si è concluso con l'adesione dell'esercente alla predetta procedura mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari a 19.250 €.

È stato inoltre avviato, e si è concluso con l'adesione da parte dell'esercente alla procedura semplificata mediante pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 82.000 €, un procedimento sanzionatorio in materia di sistema indennitario per l'esercente la vendita uscente in caso di morosità del cliente finale.

Per omessa o tardiva erogazione degli indennizzi automatici previsti per il mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori, nel corso dei quali le società hanno presentato impegni, dichiarati poi ammissibili dall'Autorità.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Durante il 2015 sono stati avviati due procedimenti sanzionatori in forma semplificata per inosservanza degli obblighi informativi in materia di fatturazione del servizio di fornitura di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, che si sono conclusi con l'adesione, da parte degli esercenti, alla procedura semplificata mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari rispettivamente a 4.000 € e a 8.000 €.

L'Autorità, nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta fissato dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Hood Tax*), ha concluso, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 273.000 €, nove procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti operatori che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle sentenze pubblicate nell'anno 2015 (fino al 31 dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità.

Per i dati relativi al numero e agli esiti dei procedimenti giurisdizionali dinanzi ai TAR e al Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2015, si rinvia alle tavole 6.18 e 6.19, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.20, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

Su un totale di 7.566 delibere approvate dall'Autorità sin dall'avvio della sua operatività (aprile 1997 – 31 dicembre 2015), ne sono state impugnate 723, pari al 9,6%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato) in tutto o in parte, 104, pari al 14,4% del totale delle delibere impuginate 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 2015 si è continuata a registrare una flessione del contenzioso rispetto agli anni precedenti, in termini di numero di ricorsi: 125 ricorsi nel 2015 rispetto ai 169 del 2014 e ai 206 del 2013. A ciò si aggiunge un decremento del numero delle delibere impuginate con ricorso principale e motivi aggiunti, pari a 62 nell'anno 2015 (79 le delibere impuginate nell'anno 2014 o nell'anno successivo). Per quanto riguarda, in particolare, il contenzioso relativo al settore idrico, il numero complessivo di ricorsi nel 2015 è pari a 31.

La delibera oggetto del maggior numero di ricorsi è riferita, ancora, al settore idrico ed è la delibera 2 luglio 2015, 324/2015/R/idr (13 ricorsi), relativa alla determinazione d'ufficio delle tariffe per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015. A questa segue la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, di approvazione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica, impugnata con cinque ricorsi.

Nel corso dell'anno 2015 il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le controversie sugli atti e sui provvedimenti dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati.

Per quanto concerne la regolazione dei mercati all'ingrosso, le sentenze del TAR Lombardia nn. 2030/2015, 2039/2015, 2040/2015 e 2041/2015 hanno riconosciuto la legittimità e la ragionevolezza del meccanismo di promozione della negoziazione dei contratti di importazione a lungo termine del gas naturale (c.d. "meccanismo APR"), di cui alla delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas. Il meccanismo APR è stato definito come un meccanismo con causa aleatoria che ha una duplice finalità: promuovere la rinegoziazione dei contratti *long term* e attenuare le conseguenze economiche negative che le imprese di vendita e i clienti finali potrebbero subire a causa del passaggio al nuovo sistema tariffario delle condizioni economiche di fornitura del gas, introdotto in attuazione dell'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27.

TAV. 6.18

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2015

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	412	213	55
- di merito	921	274	268
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	185	152	37
su appelli della controparte	171	31	41

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.19

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2015

Anno	N° Ricorsi ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
Totale	2.337	213	55	412	274	268	921	152	37	185	31	41	171

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno considerato, anche se eventualmente relativi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: AEEGSI.

In riferimento al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, con riguardo particolare al tema degli sbilanciamenti volontari da parte degli utenti non abilitati del servizio di dispacciamento, si segnala la sentenza del Consiglio di Stato n. 1532/2015, con cui

è stato confermato l'annullamento della delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, già disposto dal TAR Lombardia con sentenza n. 1648/2014, rilevandosi il difetto dell'urgenza posta a presupposto dell'intervento regolatorio adottato dall'Autorità per contenere gli

TAV. 6.20

Effetti del contenzioso
sull'azione amministrativa dal
1997 al 2015^(A)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(B)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(C)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. RICORSI ^(D)
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	12	30,0	3,6	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	7	15,9	1,2	116
2010	656	53	8,1	2	3,8	0,0	204
2011	505	28	5,5	3	10,7	0,0	127
2012	589	64	10,9	5	7,8	0,0	176
2013	646	82	12,7	8	9,8	1,2	206
2014	677	79	11,7	0	0,0	0,0	169
2015	668	62	9,3	0	0,0	0,0	125
Totale	7566	723	9,6	104	14,4	1,4	2337

(A) Dati disponibili al 31 dicembre 2015.

(B) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

(C) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte.

(D) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Fonte: AEEGSI.

oneri degli sbilanciamenti in Sardegna. In particolare, il Consiglio di Stato ha ritenuto che, nel caso di specie, non ricorressero ragioni tali da giustificare l'adozione di un atto di regolazione straordinario e derogatorio del generale principio di partecipazione procedimentale; con ciò, però, non negandosi la possibilità per l'Autorità di adottare un atto generale di regolazione della materia degli sbilanciamenti, così come degli oneri di dispacciamento, in specie laddove, come nel caso concreto, sussistano indizi di condotte opportunistiche da parte degli utenti del dispacciamento in prelievo in sede di rivendita dell'eccedenza energetica a sbilanciamento.

Sempre in tema di sbilanciamenti volontari, il TAR Lombardia, con le sentenze nn. 1660/2015 e 1895/2015, ha respinto i ricorsi proposti

da due operatori avverso la modifica dell'art. 14.6 della delibera 9 giugno 2006, n. 111, riguardo all'obbligo di attenersi ai criteri di diligenza, di previdenza e di perizia nella programmazione dei prelievi di energia elettrica anche per gli utenti delle fonti programmabili (e non solo per i titolari di fonti non programmabili, come già previsto). Secondo tali sentenze, gli sbilanciamenti volontari vanno considerati alla stregua di condotte opportunistiche contrarie ai canoni fondamentali di correttezza e buona fede in senso oggettivo, da osservarsi anche nell'esecuzione del contratto di dispacciamento, in quanto l'obbligo di programmare i prelievi secondo le migliori stime è sempre stato intrinseco al sistema, cui corrisponde, specularmente, un generale divieto di sbilanciamento volontario.

Riguardo all'ambito di intervento relativo al mercato *retail*, meritano di essere segnalate due sentenze con cui il TAR Lombardia è stato chiamato a decidere della legittimità della disciplina di dettaglio del c.d. "servizio di *default*" di cui alla delibera 6 giugno 2013, 241/2013/R/gas, servizio di ultima istanza del gas naturale cui è tenuto il distributore. Il riferimento è alle sentenze nn. 593/2015 e 594/2015, dove è stato affermato che l'obbligo di disalimentazione fisica del punto di riconsegna del cliente moroso ha sempre costituito un obbligo proprio dell'impresa di distribuzione e non ha carattere innovativo. Per quanto riguarda, poi, il versamento alla CSEA di una quota dei ricavi della tariffa di distribuzione in caso di mancata disalimentazione, il TAR ritiene che: «[...] a fronte di una prestazione non corrisposta da parte del cliente finale, della impossibilità oggettiva di addivenire alla disalimentazione (non imputabile ad atti di autorità pubbliche), e, dunque, di un servizio il cui onere grava integralmente sulla collettività, non può ritenersi illogico prevedere che l'impresa di distribuzione abbia un minor ricavo, con riferimento a quel punto di riconsegna e sia quindi chiamata a restituire una minima parte (il 5%) dei propri ricavi. Come condivisibilmente affermato dalla difesa dell'Autorità, in considerazione della natura di corrispettivo della tariffa, in astratto il distributore non avrebbe titolo per trattenere i ricavi corrispondenti al punto di riconsegna che non ha disalimentato, neppure nel caso di impossibilità di effettuare l'interruzione».

In tema di quantificazione delle garanzie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, si segnala la sentenza n. 854/2015, con cui il TAR Lombardia ha reputato legittima la delibera 19 dicembre 2013, 612/2013/R/eel, che pone a carico dei *trader*, utenti del servizio di distribuzione, l'obbligo di versare garanzie inclusive degli oneri generali di sistema per usufruire del servizio. Secondo il TAR, l'obbligo giuridico di corresponsione degli oneri generali di sistema è posto a carico di coloro che usufruiscono dei servizi di rete, ossia dei venditori, e non dei clienti finali. Afferma la sentenza n. 854/2015 che il fatto che gli oneri generali di sistema gravino, alla fine, sul cliente finale, costituisce il risultato di un'operazione di traslazione effettuata dalle imprese venditrici, le quali scaricano i costi da esse sostenuti sui loro clienti. Pertanto, è legittima la decisione dell'Autorità di obbligarli a depositare idonee garanzie per assicurare l'esatto adempimento di questa obbligazione, in favore dell'impresa che svolge nei loro confronti il servizio di distribuzione.

Con riferimento alla regolazione tariffaria, particolare rilievo assumono le sentenze del TAR Lombardia nn. 1396/2015, 2221/2015, 2381/2015, 2732/2015, 2733/2015, 2735/2015, 2736/2015,

2737/2015, 2740/2015 e 2741/2015, in quanto confermano la validità della regolazione asimmetrica introdotta dalla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, per quanto concerne il riconoscimento della differenza fra VIR (Valore industriale residuo) e RAB, ossia il delta VIR-RAB, al gestore subentrante, vincitore della prima gara pubblica di affidamento del servizio di distribuzione del gas. Il TAR ha ritenuto legittima la previsione dell'art. 21 della delibera 367/2014/R/eel, che esclude il gestore entrante, se già precedente affidatario del servizio (*incumbent*), dal riconoscimento tariffario del delta VIR-RAB, che potrebbe porre l'*incumbent* in una posizione di indebito vantaggio sui concorrenti, potendo questi contare, al momento di formazione dell'offerta, su una componente tariffaria non corrispondente a esborsi monetari concretamente sostenuti. Infatti, se è vero che l'art. 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, attribuisce al gestore originario un diritto di credito pari al valore dei beni da questi trasferiti in proprietà al gestore entrante, è anche vero che se non vi è trasferimento della proprietà dei beni, perché il gestore entrante e il gestore uscente coincidono, questo diritto non può sorgere.

Con la sentenza n. 1243/2015, il TAR Lombardia ha chiarito i limiti temporali applicabili alla rettifica dei dati inviati dalle società all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas. In particolare, il TAR ha ritenuto che limitare la rettifica all'anno anteriore a quello della richiesta di determinazione tariffaria sia ragionevole, non potendosi ammettere che l'Autorità di regolazione, a fronte di errori imputabili soltanto all'operatore (tenuto al rispetto dell'obbligo di diligenza specifica di cui all'art. 1176, secondo comma, del Codice civile), disponga rettifiche tariffarie in danno dei consumatori per un ampio intervallo di tempo, addirittura pari all'intero periodo di regolazione, con oneri finanziari imprevisi, e talora rilevanti, a carico dei consumatori medesimi. Con la sentenza n. 2605/2015, in relazione ad analoga fattispecie, il TAR ha anche precisato che la disciplina legislativa non impone la massimizzazione dell'interesse del distributore alla redditività della tariffa in ogni tempo e in ogni circostanza, ma demanda proprio all'Autorità il compito di stabilire l'equo contemperamento tra tale interesse e la certezza della tariffa.

In materia di tariffe di trasporto del gas, si segnala la sentenza del Consiglio di Stato n. 3735/2015, che ha confermato l'annullamento della delibera 514/2013/R/gas, relativa al periodo di regolazione 2014-2017, nella parte in cui si pone in contrasto con l'art. 38, comma 2-*bis*, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, che prevede un adeguamento del sistema di tariffe di trasporto del gas secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto

a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas. Secondo tale sentenza, la struttura tariffaria approvata dall'Autorità è illegittima, in quanto non prevede misure a vantaggio dei maggiori clienti finali, come annunciato dal suddetto articolo di legge, ma premia piuttosto gli utenti della rete, gli *shipper*, che, a parità di capacità impegnata, presentino un maggiore coefficiente di utilizzo della rete stessa, ossia i grossisti che utilizzino in misura maggiore la capacità prenotata e, quindi, in ultima analisi, gli *shipper* in grado di mantenere costante la quantità di gas immesso.

Riguardo alla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione, la sentenza n. 1360/2015 del TAR Lombardia segna un radicale superamento del precedente sfavorevole dello stesso TAR, in tema di riconoscimento del fattore di garanzia o fattore di copertura dei ricavi nel caso di terminale di rigassificazione esente dall'obbligo di accesso dei terzi, di cui alle delibere 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas, 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, e 30 gennaio 2014, 19/2014/R/gas. Con la sentenza n. 1360/2015, si è infatti precisato che l'impresa di rigassificazione non può vantare alcun affidamento qualificato a percepire la copertura dei ricavi attraverso il fattore di garanzia previsto dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, neppure quando ha manifestato l'intenzione di rinunciare all'essenziale, poiché non è credibile che il "fattore di garanzia" possa rappresentare, per un operatore accorto e prudente, un elemento determinante nella scelta di costruire un terminale di rigassificazione connotato da elevato livello di rischio.

In merito alla nozione di impresa a forte consumo di energia, si segnala l'ordinanza n. 1930/2015 del Consiglio di Stato, con cui è stata rimessa alla Corte di giustizia dell'Unione europea la questione pregiudiziale se sia effettivamente riconducibile al campo di applicazione della direttiva 2003/96/CE una normativa nazionale la quale, per un verso, reca una definizione di "imprese a forte consumo di energia" compatibile con quella di tale direttiva e che, per un altro verso, riserva a tale tipologia di imprese incentivi in tema di corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico (e non incentivi relativi alla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità in quanto tale). Nel caso in cui la Corte di giustizia fornisca risposta positiva a tale quesito, il Consiglio di Stato sottopone all'esame della Corte stessa un secondo quesito, con cui si chiede se l'ordinamento comunitario e, segnatamente, gli artt. 11 e 17 della direttiva 2003/96/CEE ostino a una disciplina normativa e amministrativa (quale quella vigente nell'ordinamento italiano) che, da un lato, opta per l'introduzione di un sistema di agevolazioni sul

consumo di prodotti energetici (elettricità) da parte delle imprese "a forte consumo di energia" ai sensi del richiamato art. 17 e, dall'altro, limita la possibilità di fruire di tali agevolazioni in favore delle sole imprese "energivore" che operano nel settore manifatturiero, escludendola nei confronti delle imprese che operano in diversi settori produttivi.

In materia di qualità commerciale del servizio di vendita, viene in rilievo la sentenza n. 210/2015 del TAR Lombardia, che si è occupata del mancato rispetto dei criteri e delle modalità per l'erogazione dei benefici economici per le procedure conciliative dei reclami da parte di un'associazione dei consumatori, oggetto della nota dell'Autorità del 25 febbraio 2014. In particolare, il TAR ha precisato che l'avviso pubblico per l'attribuzione dei benefici economici, a fronte dello svolgimento di procedure conciliative, costituisce *lex specialis* di una procedura finalizzata alla scelta dell'operatore beneficiario del contributo pubblico, da osservarsi rigorosamente da parte dell'amministrazione erogante il contributo stesso.

In tema di verifiche ispettive, si segnala la sentenza del TAR Lombardia n. 1245/2015, relativa alla delibera 27 marzo 2014, 127/2014/E/efr, avente ad oggetto seguiti amministrativi in esito a una verifica ispettiva su di un impianto alimentato a biogas da discarica. Con tale sentenza, è stato ribadito che l'attività ispettiva non costituisce un'attività amministrativa di autotutela incidente su provvedimenti amministrativi, bensì un'attività materiale (l'ispezione), per il doveroso accertamento in capo all'operatore delle condizioni per ottenere i benefici di legge. Di conseguenza, neppure può essere lamentata la violazione di un supposto affidamento dell'operatore, posto che - in mancanza dei presupposti per il godimento di un beneficio di legge - l'operatore economico non può vantare alcun affidamento al mantenimento di una situazione *contra legem*.

Su materia simile, con specifico riguardo alle delibere 27 ottobre 2011, VIS 87/11, e 19 aprile 2012, 154/2012/E/eel, relative al recupero delle somme indebitamente percepite come incentivo ex CIP6, le sentenze nn. 5432/2015 e 5433/2015 del Consiglio di Stato, riprendendo la giurisprudenza precedente, hanno precisato che le convenzioni stipulate tra il GSE e gli operatori, volte a regolare la cessione dell'energia prodotta mediante fonti rinnovabili o assimilate, vincolano (ai sensi dell'art. 1372 del Codice civile) solo le parti e non i terzi, sicché, in mancanza di diversa previsione normativa, esse non sono opponibili all'Autorità.

In materia sanzionatoria, con le sentenze nn. 4487/2015 e 5421/2015, il Consiglio di Stato ha deciso l'annullamento parziale

di due sanzioni irrogate dall'Autorità con le delibere 10 gennaio 2011, VIS 1/11 e VIS 2/11, per mancato acquisto dei certificati verdi per le importazioni dell'energia elettrica del 2005. Nel corso del processo, in seguito alla remissione della questione alla Corte di giustizia dell'Unione europea, è intervenuta la sentenza della Corte stessa 26 novembre 2014, C-66/13, che ha dichiarato non compatibili con il diritto comunitario le disposizioni nazionali, in quanto la Comunità europea vanta una competenza esterna esclusiva in materia di promozione delle fonti rinnovabili e non sono ammissibili accordi bilaterali, come quello Italia-Svizzera, in tale materia. Con le sopra citate sentenze, quindi, il Consiglio di Stato ha dichiarato legittime le sanzioni irrogate dall'Autorità nei limiti del valore dell'obbligo dei certificati verdi inadempito, dichiarando invece illegittima la maggiorazione sanzionatoria "afflittiva" rispetto a tale valore, in quanto ha riconosciuto il legittimo affidamento della società, nel momento della commissione dell'illecito, al riconoscimento dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi per le importazioni dalla Svizzera, e ciò in ragione dell'incertezza e della confusione esistenti circa la normativa in quel momento concretamente applicabile.

Con la sentenza n. 2654/2015, poi, il TAR Lombardia ha rideterminato la sanzione irrogata con la delibera 14 novembre 2013, 512/2013/S/eel, per violazione in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, in quanto ha ritenuto non rispettati i criteri di quantificazione delle sanzioni, indicati nelle

Linee guida di cui alla delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08. In particolare, il TAR ha confermato il proprio orientamento in merito all'illegittimità dell'indicazione del solo importo finale della sanzione, senza alcun riferimento alla dettagliata scansione procedimentale prevista della delibera ARG/com 144/08.

Per quanto riguarda il settore idrico, nell'ambito dei ricorsi in appello aventi a oggetto il metodo tariffario transitorio, di cui alla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, il Consiglio di Stato, con ordinanza n. 4745/2015, ha disposto una consulenza tecnica di ufficio (CTU) in merito alla attendibilità e alla ragionevolezza tecnica della voce tariffaria relativa alla copertura degli oneri finanziari, per valutarne la conformità al vigente assetto normativo quale scaturito dall'esito referendario (del 12 e 13 giugno 2011), non potendo più tale componente tariffaria essere improntata al criterio dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito, bensì al criterio, diverso e più restrittivo, della copertura integrale dei costi.

In materia, merita di essere segnalata anche la sentenza della Corte costituzionale n. 142/2015 che, nel riconoscere alla Regione Valle d'Aosta una competenza primaria in materia di organizzazione del servizio idrico integrato, afferma comunque che l'organo regionale è tenuto a conformarsi alle direttrici della metodologia tariffaria statale, con la conseguenza che, per tale via, risultano salvaguardati l'interesse statale a una regolazione stabile e idonea a garantire gli investimenti necessari, un servizio efficiente e di qualità, nonché la tutela degli utenti finali.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Dall'entrata in vigore della *Disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione*, approvata con la delibera dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, sono stati presentati 208 reclami. Di questi:

- 70 sono stati archiviati: per irricevibilità (11), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (27), per intervenuta transazione tra le parti nel corso del procedimento (4), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (6) o avendo il gestore

di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (16);

- 33 sono in corso di trattazione;
- 105 sono stati oggetto di decisione.

La durata media delle procedure giurisdizionali ex delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità e, quindi, il tempo medio necessario per la risoluzione delle controversie tra operatori economici è di 5 mesi e 17 giorni; la percentuale di rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità è del 100%. In particolare, l'85% delle decisioni è stato immediatamente ottemperato dalle parti, mentre nel restante 15% l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Unità arbitrali e controversie.

Le decisioni adottate dall'Autorità nel corso dell'ultimo anno hanno riguardato le tematiche descritte nel seguito.

Rete elettrica di Rete Ferroviaria Italiana

Con tre decisioni adottate nell'aprile 2015 (delibere 2 aprile 2015, 141/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Selnat*, e 142/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 16 aprile 2015, 165/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Enel Distribuzione*), l'Autorità ha risolto le controversie insorte con riferimento alla rete elettrica nella titolarità di Rete Ferroviaria Italiana. In particolare, con la prima delibera l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore di rete in relazione, per un verso, alla corresponsione del corrispettivo previsto dal contratto di cospo per l'utilizzo della rete elettrica di proprietà del reclamante, e, per l'altro, all'ingiustificato recesso dal contratto medesimo. L'Autorità ha accertato il *quantum* del corrispettivo effettivamente dovuto dal gestore per il cospo della rete del reclamante, rigettando, invece, il secondo motivo di reclamo, in quanto l'assenza di punti di connessione tra le reti del reclamante e del gestore ha determinato il venir meno dell'oggetto posto alla base del contratto di cospo, giustificando così il recesso del gestore dal contratto medesimo. Con la seconda delle sopracitate delibere, l'Autorità ha invece accolto il reclamo con cui si contestava la corresponsione, da parte del gestore di rete, di un corrispettivo di importo inferiore rispetto a quello previsto dal contratto di cospo per l'utilizzo della rete elettrica di proprietà del reclamante, determinando il *quantum* del corrispettivo effettivamente dovuto dal gestore. Infine,

con la terza decisione l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava la mancata corresponsione dei canoni contrattualmente previsti per gli allacciamenti di linee elettriche ad alta tensione per sei cabine primarie del gestore sulla rete in alta tensione di proprietà del reclamante, prescrivendo al gestore il pagamento, a favore del reclamante, dei canoni pattuiti nelle convenzioni per l'esercizio delle sei cabine primarie.

Mancata accettazione della garanzia finanziaria a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione del gas naturale

Con due distinte decisioni (delibera 23 aprile 2015, 180/2015/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società CH4 nei confronti di Società Italiana per il Gas*, e delibera 12 giugno 2015, 277/2015/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società CH4 Energia nei confronti di Toscana Energia*), l'Autorità si è pronunciata in merito alla garanzia finanziaria che l'impresa di distribuzione può richiedere all'utente, a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione. Nel primo caso si trattava di una garanzia rilasciata da una società di intermediazione finanziaria regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia. Nel secondo caso, invece, si trattava di garanzie rilasciate, rispettivamente, da: i) una società di intermediazione finanziaria con sede estera, regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia; ii) una società di intermediazione finanziaria con sede in Italia, regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia; iii) una società assicurativa con sede estera. L'Autorità ha accolto i reclami, accertando, in entrambi i casi, la violazione del Capitolo 7, par. 1, del Codice di rete del gestore (approvato con la delibera 7 giugno 2007, n. 131), nel quale si fa riferimento, ma a titolo meramente esemplificativo e non tassativo, a due forme di garanzia finanziaria, bancaria e assicurativa, che l'impresa di distribuzione può richiedere all'utente, a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione. L'Autorità, pertanto, in ambo i casi ha prescritto ai gestori di rete di effettuare una analitica valutazione della garanzia finanziaria presentata dal reclamante, tenuto conto della tipologia di garanzia offerta, del suo importo e dell'affidabilità del soggetto emittente, alla luce dei parametri economici e finanziari idonei a qualificarne la solvibilità, nonché di trasmettere all'Autorità gli esiti di tale valutazione.

Servizio di misura (applicazione della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 - TIME)

In due occasioni l'Autorità ha risolto liti relative all'applicazione del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* - TIME (delibera 16 luglio 2015, 345/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Repower Italia Vendita nei confronti di AMET*; delibera 24 settembre 2015, 444/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società consortile per azioni Romagna Energia nei confronti di Enel Distribuzione*). In un caso, con riferimento alla mancata-ritardata trasmissione, da parte del gestore, dei dati di misura relativi ad alcuni punti di prelievo (POD), trattati su base oraria e non oraria; in un altro caso, focalizzandosi, invece, sull'operato del gestore nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prelevata. In particolare, nella prima controversia l'Autorità ha accertato la violazione dell'art. 18 del TIME, in quanto il gestore di rete ha fornito una motivazione (inadeguatezza del software in dotazione) non idonea a giustificare la mancata o ritardata trasmissione dei dati di misura, tanto più in considerazione della qualificazione professionale del gestore di rete, esercente un'attività di rilievo pubblicitario come quella di trasporto, nonché alla luce del fatto che la omessa o ritardata trasmissione dei dati si sia protratta ben oltre un periodo ragionevole per la risoluzione di problematiche legate al ripristino di un adeguato sistema di software. Nella seconda controversia, invece, l'Autorità ha accertato la violazione dell'art. 4 del TIME, non avendo il gestore correttamente adempiuto al suo obbligo di validazione, di registrazione e di messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica.

Connessione alle reti di distribuzione

L'Autorità ha adottato numerose pronunce in relazione alle problematiche insorte per l'accesso alle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale. Particolarmente frequenti sono state le pronunce in tema di connessione alla rete di distribuzione elettrica di impianti di produzione da fonte rinnovabile, mentre in un solo caso l'Autorità ha deciso con riferimento al mancato/ritardato allacciamento alla rete di distribuzione del gas.

Iter di connessione

Con riferimento al settore elettrico, con la delibera 25 giugno 2015, 298/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dal sig. Francesco*

D'Andrea nei confronti di Enel Distribuzione, l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava l'annullamento delle pratiche di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in quanto il reclamante non ha presentato al gestore di rete, entro i termini previsti dall'art. 9, comma 9, dell'Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e s.m.i. (TICA), i progetti relativi alla realizzazione delle opere di connessione alla rete, al fine di consentirne la necessaria validazione. Con la delibera 24 luglio 2015, 366/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Albatros Energia nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha rigettato il reclamo con il quale si contestava l'annullamento del preventivo di connessione alla rete di distribuzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, in assenza di un provvedimento espresso da parte del gestore. L'Autorità ha concluso che l'assenza di una qualsivoglia comunicazione, da parte del gestore, di decadenza del preventivo non può essere considerata un motivo sufficiente a disapplicare norme cogenti del TICA, come l'art. 31, comma 3, che dispone la decadenza del preventivo di connessione in caso di mancato rispetto, da parte del richiedente, dell'obbligo ivi previsto di inviare al gestore la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà entro il termine perentorio di 30 giorni lavorativi.

Con la delibera 30 luglio 2015, 387/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Margherita nei confronti di Terna Rete Italia*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui veniva contestata la condotta del gestore di rete, il quale ha ritenuto essenziale, ai fini del proseguimento dell'iter di connessione alla rete di due impianti eolici, la conclusione di un accordo di condivisione dello stallo per la connessione tra il reclamante e una società terza alla quale, però, era stata nel frattempo negata, dalle competenti amministrazioni, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei propri impianti di produzione. L'Autorità ha così prescritto al gestore di rete di consentire al reclamante di proseguire il proprio iter di connessione, anche in assenza dell'accordo di condivisione delle opere di rete.

Con la delibera 6 agosto 2015, 410/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Amarossi Energia di Amarossi Marco nei confronti di Enel Distribuzione*, è stato accolto, per accertata violazione dell'art. 10, comma 11, del TICA, il reclamo presentato da un produttore fotovoltaico che contestava la condotta del gestore di rete il quale, pur essendo a conoscenza dell'esistenza di un contratto di fornitura già in essere per i consumi dei servizi ausiliari dell'impianto fotovoltaico del reclamante, ha comunque inserito il punto

di connessione del medesimo impianto nel contratto di dispacciamento dell'esercente la maggior tutela, con ciò provocando l'attivazione di un contratto di fornitura non richiesto sullo stesso punto di connessione dell'impianto fotovoltaico.

Con la delibera 10 settembre 2015, 431/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore di rete in relazione alla gestione delle procedure per la connessione alla rete di due impianti fotovoltaici, limitatamente alla richiesta di restituzione del corrispettivo di connessione versato al gestore in occasione dell'accettazione del preventivo di connessione maggiorato del tasso legale di interesse (art. 6, comma 6, del TICA 2010). L'Autorità non ha, invece, ravvisato alcuna violazione dell'art. 3, comma 4, del TICA 2010, non avendo il reclamante indicato, nelle proprie richieste di connessione, un punto esistente della rete con obbligo di connessione di terzi, come previsto dalla regolazione vigente al tempo dei fatti oggetto di reclamo.

Con la delibera 7 ottobre 2015, 466/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha altresì accolto il reclamo con il quale si contestava l'operato del gestore di rete in relazione alla gestione delle procedure per la connessione alla rete di due impianti fotovoltaici, accertando che la mancata connessione alla rete dei due impianti di produzione costituiva una diretta conseguenza della condotta tenuta dal gestore di rete. L'Autorità ha, inoltre, prescritto al gestore di avviare i lavori di realizzazione dell'impianto di rete comune alle due pratiche di connessione e di corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico di cui all'art. 14, comma 2, del TICA, per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo di connessione.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 491/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente a oggetto la contestazione della condotta del gestore di rete, il quale, non avendo effettuato le prestazioni relative alla verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura entro i tempi standard previsti dalla regolazione (tabella 15 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e s.m.i., *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 - TIQE*), ha generato un disservizio tale da impedire la completa immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti di produzione del

reclamante e, quindi, la percezione dell'incentivo previsto *ex lege* per la produzione da fonti rinnovabili.

Con la delibera 11 dicembre 2015, 601/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha respinto il reclamo concernente l'annullamento della pratica per la connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, limitatamente alla richiesta di ripristino della pratica di connessione. L'Autorità ha, infatti, accertato come la mancata connessione dell'impianto eolico del reclamante fosse diretta conseguenza non della condotta del gestore, ma dell'assetto e della capacità di trasporto della rete elettrica (saturazione).

È stato invece rigettato, con la delibera 21 dicembre 2015, 636/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*, il reclamo con il quale si contestava il ritardo del gestore di rete nella messa a disposizione del preventivo di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, richiedendo l'ottenimento dell'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA. L'Autorità ha, infatti, accertato che il gestore di rete aveva effettuato le comunicazioni relative all'emissione del preventivo di connessione, nel rispetto dei termini stabiliti nel TICA.

La delibera 21 gennaio 2016, 16/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Oleificio-Molino di Capponi Nicola Mario nei confronti di Enel Distribuzione*, ha avuto a oggetto il reclamo di un *prosumer* (ossia un soggetto che è al contempo produttore e cliente finale di energia elettrica), il quale contestava l'operato del gestore di rete in relazione, per un verso, al ricalcolo dell'energia elettrica immessa in rete da un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, a seguito di un malfunzionamento del misuratore installato sul punto di connessione con la rete (POD), per l'altro, al mancato adeguamento, nei tempi previsti dal TIQE, del livello di potenza impegnata sul POD. L'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente al motivo di reclamo riguardante il ritardo nel riconoscimento dell'aumento della potenza in prelievo impegnata, accertando, quindi, la violazione dell'art. 81, comma 5, del TIQE; ciò in quanto il gestore di rete, a seguito dello *switching*, ha omesso di informare il venditore entrante della richiesta di aumento di potenza inoltrata dal venditore uscente e non ancora evasa alla data dello *switching*.

Riguardo al settore del gas naturale, la delibera 21 dicembre 2015, 634/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società*

Sima Energia nei confronti di Toscana Energia, ha accolto il reclamo concernente la mancata o ritardata esecuzione di 11 allacciamenti alla rete di distribuzione del gas naturale da parte del gestore di rete, limitatamente a sette preventivi di allacciamento, e ha, per l'effetto prescritto, con riferimento a due dei suddetti preventivi, indicato di corrispondere l'indennizzo automatico di cui al combinato disposto dell'art. 59, tabella L, e dell'art. 59, comma 2, lett. c), dell'Allegato A alla delibera 574/2013/R/gas. Con riferimento ai restanti cinque allacciamenti, l'Autorità ha, invece, prescritto al gestore di rete di concludere, quanto più celermente possibile, i relativi lavori di allacciamento, trasmettendo all'Autorità una relazione dettagliata sulle attività svolte.

Con la delibera 4 marzo 2016, 80/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Estra Energie nei confronti di Basengas*, l'Autorità ha accolto il reclamo presentato contro un gestore della rete di distribuzione del gas naturale, accertando la non conformità del suo operato alla delibera 29 luglio 2004, n. 138, che, nella gestione delle procedure di accesso per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna, non attribuisce alcuna discrezionalità, potendo il gestore soltanto verificare la sussistenza di eventuali errori materiali nell'istanza di accesso per sostituzione nella fornitura avanzata dall'utente subentrante.

Corrispettivo per la cessione di impianti della rete elettrica

Con cinque delibere (14 maggio 2015, 217/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società San Vito nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 343/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Diamond Iguana nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 344/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Bronze Gecko nei confronti di Enel Distribuzione*; 24 luglio 2015, 365/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Amber Turtle nei confronti di Enel Distribuzione*; 10 marzo 2016, 90/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Euroline 3 nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava l'entità del corrispettivo quantificato dal gestore per la cessione dell'impianto di rete per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, e ha, per l'effetto, prescritto al gestore di rete di riconoscere ai reclamanti il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281, *Condizioni*

per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, facendo riferimento ai costi di realizzazione individuati nella soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD).

Modifica dei preventivi per la connessione alla rete elettrica

Con una serie di decisioni (delibere 14 maggio 2015, 215/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dal sig. Guarini Erminio nei confronti di Enel Distribuzione*, 216/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di Enel Distribuzione* e 218/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Effeuno nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 maggio 2015, 233/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 602/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 123/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione relativo alla pratica di connessione 78949132*) l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare, al fine di individuare soluzioni tecniche di connessione meno onerose, i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ritenendo ragionevole la motivazione del diniego opposta dal gestore.

Con un'altra serie di decisioni (delibera 2 aprile 2015, 140/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 30 luglio 2015, 386/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 9 luglio 2015, 331/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società A.C.I. Service nei confronti di Enel Distribuzione*; delibere 5 novembre 2015, 520/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione* e 521/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 20 novembre 2015, 547/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 603/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 dicembre 2015, 635/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta*

individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione; delibera 29 ottobre 2015, 502/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 124/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, l'Autorità non ha giudicato adeguata la motivazione data dal gestore per giustificare il proprio rifiuto di modificare i preventivi di connessione e ha prescritto, pertanto, al gestore stesso di elaborarne di nuovi, tenendo conto delle richieste di modifica presentate dai produttori ovvero, in alternativa, di fornire adeguate motivazioni delle ragioni ostative alla emissione dei nuovi preventivi.

Soluzione tecnica di connessione alla rete elettrica

Con due distinte delibere (30 aprile 2015, 192/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Confederazione Liberi Agricoltori Regionale Molise nei confronti di Enel Distribuzione*; 4 giugno 2015, 263/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità si è pronunciata sull'operato del gestore di rete in relazione alla elaborazione di soluzioni tecniche di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Nella prima decisione l'Autorità ha accertato che il gestore di rete avrebbe potuto annullare le pratiche di connessione viziata da irregolarità nell'adempimento del TICA. La situazione di saturazione virtuale della rete sarebbe, così, venuta meno in data anteriore rispetto a quella di elaborazione dei preventivi di connessione e, di conseguenza, il gestore avrebbe potuto elaborare soluzioni minime di connessione più semplici, in linea con la definizione di soluzione tecnica minima contenuta nell'art. 1, comma 1, lett. jj), del TICA. Con la seconda delibera, invece, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, sia dell'art. 1, comma 1, lettera jj), del

TICA - avendo il gestore assegnato la capacità di rete senza seguire l'ordine cronologico di ricezione delle richieste di connessione e avendo pertanto elaborato, in relazione alla pratica di connessione del reclamante, una soluzione di connessione non al minimo tecnico - sia dell'art. 7, comma 1, del TICA stesso, non avendo, nei termini previsti, comunicato al produttore l'aumento di 15 giorni lavorativi del "tempo di messa a disposizione del preventivo".

Registrazione su GAUDI

La delibera 4 febbraio 2016, 34/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CIC Sicilia Energia nei confronti di Enel Distribuzione*, ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore il quale, dopo aver certificato l'attivazione e l'entrata in esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, non aveva registrato, nel sistema di Gestione anagrafica unica degli impianti di produzione (GAUDI), la data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo, lamentandone una presunta incompletezza.

L'Autorità ha, pertanto, prescritto al gestore di confermare su GAUDI la data di entrata in esercizio dell'impianto del reclamante.

Servizio alternativo di fornitura del gas naturale

Con la delibera 17 marzo 2016, 109/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Cosvim Energia nei confronti di Snam Rete Gas*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui un utente del servizio di distribuzione contestava l'imputazione dei costi del servizio sostitutivo di alimentazione della rete di distribuzione tramite carro bombolaio, qualificando l'evento verificatosi sulla rete di Snam Rete Gas, che ha portato all'interruzione del servizio di trasporto del gas, come "emergenza di servizio", e ponendo a carico dell'utente della rete di trasporto (Eni) i costi del servizio sostitutivo stesso, in applicazione del Capitolo 14, par. 3.4., del Codice di rete di Snam Rete Gas.

7.

Tutela dei consumatori
ed efficienza energetica
negli usi finali

Intersettoriale

Tutela dei consumatori

Gli interventi relativi all'attività di vendita al dettaglio dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale non solo devono essere inquadrati nel contesto di evoluzione in atto legato al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e gas naturale, ma devono anche tenere conto dell'esigenza di migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi che coinvolgono i clienti e i venditori, dei flussi informativi inerenti ai dati di misura e della fatturazione, nonché dei rapporti tra venditori e distributori. Con specifico riguardo al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha iniziato un processo di definizione di interventi tesi a promuovere un percorso di uscita volontaria dei clienti finali dalle attuali tutele di prezzo, con particolare riferimento al settore elettrico. Parallelamente, l'Autorità ha portato avanti la disciplina dei regimi di tutela, provvedendo all'approvazione degli aggiornamenti periodici e dei livelli dei corrispettivi relativi alla commercializzazione al dettaglio.

Nello specifico, per quanto riguarda il settore del gas naturale, sono state definite le modalità di determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento della materia prima: $C_{MEM,t}$, a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso, e CCR, relativa ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi a esse relativi. Al contempo, per quanto riguarda i servizi di ultima istanza, l'Autorità ha chiuso l'Istruttoria conoscitiva avviata nel 2014, in merito ai meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità di tali servizi nell'anno termico 2012-2013. Si è successivamente provveduto a riconoscere ai fornitori di ultima istanza, individuati per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio, in base alla regolazione vigente.

Inoltre, l'Autorità ha posto in consultazione alcuni possibili interventi relativi alla disciplina del servizio di *default* trasporto (SdDT),

in virtù dell'approssimarsi del nuovo periodo di erogazione a partire dall'1 ottobre 2015, e, successivamente, a talune specifiche modifiche volte a favorire la partecipazione alle procedure di selezione dei fornitori di tale servizio.

Per quanto concerne gli altri interventi comuni a entrambi i settori, sono stati finalizzati i provvedimenti relativi alla riforma della trasparenza dei documenti di fatturazione (Bolletta 2.0) ed è stata modificata e integrata la disciplina sulla morosità. Sono stati, inoltre, effettuati interventi puntuali sul Codice di condotta commerciale e sulle procedure di *switching*, al fine di tenere conto del diritto di ripensamento del cliente finale domestico, e sono stati delineati i primi orientamenti in tema di fatturazione, in coerenza con l'obiettivo di rivedere il quadro regolatorio per incentivare la fatturazione basata sui consumi effettivi o sulle autoletture.

Infine, sono stati realizzati specifici interventi legati al verificarsi di particolari eventi, quali il riconoscimento degli eventuali oneri relativi alla morosità per la sospensione dei pagamenti e la successiva rateizzazione, nel caso del terremoto che ha colpito alcune zone dell'Emilia Romagna o inerenti a specifiche situazioni di singoli operatori.

Nel corso del 2014, con la delibera 7 agosto 2014, 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la riforma e la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattazione dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati, approvando contestualmente apposite *Linee guida* per un primo confronto con gli *stakeholders*. Il procedimento ha la finalità di pervenire, tramite un percorso graduale, a una migliore e più efficiente gestione delle istanze dei clienti finali in caso di disservizi percepiti, perseguendo altresì gli obiettivi di ridurre i costi generali del contenzioso, accrescere la consapevolezza dei clienti finali riguardo alla scelta dello strumento di risoluzione più adatto, migliorare la gestione dei reclami

da parte delle imprese riducendo il ricorso a strumenti di secondo livello, promuovere una più puntuale assistenza ai clienti finali anche avvalendosi delle associazioni dei consumatori. Attualmente, il predetto sistema di tutele si compone di un primo livello, in cui il cliente si interfaccia direttamente con il suo fornitore, e di un secondo livello, in cui il medesimo cliente, qualora non abbia ricevuto risposta o abbia ricevuto una risposta insoddisfacente, possa rivolgersi allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) o, in alternativa, al Servizio conciliazione clienti energia (Servizio

conciliazione) dell'Autorità (istituito con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, e s.m.i.) o ad altra procedura conciliativa.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha dato seguito al procedimento di cui sopra ponendo in consultazione nuovi orientamenti, tenuto conto delle osservazioni e dei suggerimenti già raccolti con riferimento alle predette *Linee guida*, a seguito dell'evoluzione normativa in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) e degli efficientamenti attuati sullo Sportello e sul Servizio conciliazione.

Nel corso del 2016 sono previsti ulteriori approfondimenti.

Regolazione del mercato elettrico

Mercato elettrico: percorso di riforma

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede che «*gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori*».

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha confermato l'assetto introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, prevedendo, a far data dall'1 luglio 2007, l'istituzione del servizio di maggior tutela – cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro che non scelgono un fornitore sul mercato libero – e del servizio di salvaguardia, destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, le modalità di definizione da parte dell'Autorità dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) fanno

riferimento a condizioni di mercato. I prezzi relativi all'approvvigionamento sono, infatti, attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso, attraverso operazioni di mero calcolo, senza discrezionalità. Per quanto riguarda, invece, la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui fare riferimento, ai fini della sua determinazione viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccole dimensioni.

Per quanto concerne, invece, le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia, esse sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

Relativamente agli attuali meccanismi di tutela sopra sintetizzati, con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com, è stato avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*), teso alla revisione degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, ovvero il servizio di maggior tutela dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e il servizio di tutela dei clienti del gas naturale. Nello specifico, il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero. Per l'Autorità, infatti, l'abolizione delle tutele di prezzo richiede l'identificazione preventiva di un

percorso di riforma graduale delle stesse, in cui siano chiaramente individuati gli interventi che si considera opportuno attuare e le relative tempistiche di implementazione, valutando l'impatto che ciascuno di essi può avere anche in termini di capacitazione dei clienti di piccole dimensioni.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, l'Autorità ha illustrato dettagliatamente gli orientamenti in merito alla definizione del processo di riforma, individuando, altresì, percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori. In particolare, è stato ravvisato, come possibile ambito di prima attuazione del suddetto processo di riforma, quello della fornitura di energia elettrica alle piccole imprese, ossia ai clienti in bassa tensione altri usi, con l'eventuale esclusione di quelli di piccolissima taglia con potenza impegnata fino a 1,5 kW. Le soluzioni adottate per tali clienti, nelle intenzioni dell'Autorità, avrebbero dovuto essere poi valutate alla luce dei risultati della prima attuazione, al fine di verificarne la rispondenza anche alle esigenze specifiche dei clienti domestici (compresi i condomini per uso domestico del settore del gas naturale), per poterne ripetere l'applicazione.

Nel dettaglio degli orientamenti, il citato documento prospetta una nuova fase in cui, da un lato, si assisterebbe a una evoluzione del servizio di maggior tutela e, dall'altro, verrebbero indicati dei percorsi di adesione volontaria dei clienti, finalizzati a favorire il graduale assorbimento degli esistenti contratti di fornitura nell'ambito degli attuali sistemi di tutela di prezzo. L'adeguamento della regolazione del servizio di maggior tutela persegue l'obiettivo di rendere tale servizio più coerente con il ruolo di "ultima istanza" (servizio universale), che esso è destinato ad assumere. In tale prospettiva, ci si attende che restino forniti nel servizio di ultima istanza i clienti che non sono in grado di trovare un fornitore nel mercato libero, oltre a quelli che si ritrovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà, per esempio, a causa del fallimento di quest'ultimo.

Rispetto alla prospettazione dei percorsi di adesione volontaria, invece, verrebbe prevista l'introduzione del nuovo regime della c.d. *tutela simile* (in altri termini, una tutela simile a una, tra le tante, fornitura del mercato libero di energia elettrica), nell'ambito del quale i clienti finali scelgono volontariamente di avere accesso a una fornitura di energia elettrica offerta da fornitori del mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

Riguardo al quadro delineato, il c.d. "DDL concorrenza" contiene disposizioni che stabiliscono, qualora fossero verificati i requisiti definiti nelle medesime disposizioni, che il servizio di maggior tutela cessi, a far data dall'1 gennaio 2018, anche per i clienti domestici. Ciò determina, come evidenziato dall'Autorità nella memoria del 20 novembre 2015, 545/2015/l/com, l'esigenza di accelerare il percorso graduale che l'Autorità intende definire, con la conseguente necessità di considerare sin da subito possibili soluzioni anche per i clienti domestici, in analogia con quanto impostato nell'ambito della *tutela simile* per i clienti non domestici in bassa tensione.

A tale fine, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel, sono stati definiti gli ulteriori orientamenti, in relazione al solo settore dell'energia elettrica, per i clienti domestici e per le piccole imprese, affinché alla data dell'1 gennaio 2018 il superamento dell'attuale servizio di maggior tutela consista esclusivamente nella cessazione della tutela di prezzo e non nella cancellazione del diritto dei clienti di vedersi assicurata la continuità del servizio.

Il citato provvedimento, in coerenza con gli obiettivi già indicati nel documento per la consultazione 421/2015/R/eel, ha evidenziato gli orientamenti in tema di servizio di maggior tutela riformato e di introduzione della *tutela simile*, che l'Autorità intende configurare secondo il modello di adesione volontaria (dei clienti e dei venditori) e di gestione centralizzata dell'accesso.

Per quanto riguarda il servizio di maggior tutela riformato, l'Autorità è orientata ad adeguare la regolazione per l'anno 2017, prevedendo sia la modifica delle condizioni contrattuali, relativamente alla disciplina del deposito cauzionale, delle rateizzazioni e del recesso, sia la revisione delle condizioni economiche, mantenendo una definizione *ex ante* delle medesime condizioni, ma statuendo che le componenti di approvvigionamento dell'energia elettrica siano determinate con esclusivo riferimento al prezzo che si forma nel Mercato del giorno prima della Borsa elettrica e con modalità di calcolo che permettano di trasmettere ai clienti un migliore segnale di prezzo.

Relativamente all'introduzione della *tutela simile*, l'Autorità intende fornire ai clienti di minori dimensioni l'opportunità di accedere al mercato libero dell'energia elettrica in condizioni di elevata trasparenza e semplicità, in un contesto di fornitura vigilata dall'Autorità.

La prospettata *tutela simile* risulterebbe caratterizzata:

- dal possesso, da parte dei venditori, di specifici requisiti verificati inizialmente e monitorati trimestralmente, di solidità economica, finanziaria, di onorabilità e operativi, coerenti con il numero massimo di clienti che è disposto a fornire;
- dall'accesso consentito ai soli clienti ricompresi nel servizio di maggior tutela riformato, attraverso uno specifico sito internet (gestito dall'Acquirente unico, quale amministratore del servizio stesso), per mezzo del quale i clienti manifesteranno il proprio interesse nei confronti di un determinato fornitore, per ricevere la relativa documentazione informativa e contrattuale. La conclusione del contratto dovrebbe avvenire, secondo le modalità previste dalla legge e nel rispetto del Codice di condotta commerciale, in un tempo complessivamente predefinito (massimo 45 giorni);
- dalla definizione di condizioni contrattuali standard applicate a tutti i clienti della *tutela simile*, a prescindere dal fornitore, avendo la *tutela simile* ad oggetto esclusivamente la fornitura di energia elettrica senza l'offerta di ulteriori servizi aggiuntivi. Tra le suddette condizioni è inclusa la durata del contratto, non superiore ad un anno, a far data dallo *switching* del punto di prelievo, e non più rinnovabile;
- dalla definizione delle condizioni economiche. Il prezzo applicato al cliente dovrà essere pari a quello applicato nel servizio di maggior tutela riformato, al netto del corrispettivo PPE (Prezzo perequazione energia), oltre ad uno sconto definito dal fornitore stesso per ciascuna tipologia di cliente;
- dalla possibilità, per i clienti, di accedere alla *tutela simile*, mediante l'intermediazione di aggregatori; in questi casi i fornitori potranno offrire uno sconto incrementale e individuare come aggregatori ammessi le associazioni dei consumatori e le associazioni di categoria;
- dall'indicazione di un numero massimo di clienti da servire in *tutela simile* dal singolo gruppo societario.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

Sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato e integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 130/2015/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 303/2015/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 454/2015/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 660/2015/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 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli di tutte le componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela. In particolare, sono stati aggiornati i valori:

- del corrispettivo PCV a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita di un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- della componente DISP^{BT}, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante la componente RCV.

Tale aggiornamento segue il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 514/2015/R/eel, con il quale l'Autorità aveva sia espresso i propri orientamenti relativi alle modalità di revisione delle singole componenti inerenti alla commercializzazione, sia reso noti i dati raccolti e le analisi effettuate su un campione rappresentativo di venditori del mercato libero e di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria. Le analisi intendevano porre in risalto i principali elementi di costo e di remunerazione nell'ambito dell'attività di commercializzazione, differenziando tra i costi relativi alla morosità, gli altri costi operativi e la remunerazione del capitale investito netto. Sulla base delle suddette evidenze, nel documento per la consultazione 514/2015/R/eel sono stati illustrati:

- i criteri per la definizione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV e RCV_i, descrivendo le modalità di riconoscimento dei costi operativi relativi alla morosità e quelle degli altri costi operativi, nonché le modalità di quantificazione del capitale investito netto e della sua remunerazione;
- le modalità di quantificazione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV ed RCV_i, nonché i criteri per il loro aggiornamento;
- la definizione di specifici meccanismi, ulteriori rispetto all'applicazione delle componenti RCV ed RCV_i, per la remunerazione degli esercenti la maggior tutela.

In ragione degli orientamenti illustrati nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute, l'Autorità, con l'anzidetta delibera 659/2015/R/eel, ha definito la quantificazione dei corrispettivi.

Più specificamente, in relazione al corrispettivo PCV, è stata prevista la definizione di un valore unico nazionale del corrispettivo, ma con una differenziazione tra le diverse tipologie di clientela. I livelli fissati a decorrere dall'1 gennaio 2016 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto (vale a dire del tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un periodo temporale di 24 mesi) e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,7191%, differenziato per tipologie di clienti (2,2465% per i clienti domestici e 2,9115% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori dell'anno 2014, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa in materia di *unbundling* e aggiustati in considerazione del peso delle rettifiche, comunicate nell'ambito della richiesta dati. Più precisamente, tali valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e di acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione 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 contesto è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, come già avviene, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando ai fini del calcolo gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato. Nello specifico tale tasso è risultato complessivamente fissato all'8%.

Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la citata delibera 659/2015/R/eel ha introdotto una ulteriore differenziazione delle componenti, tale da rispecchiare le distinzioni del costo unitario sostenuto dai diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse all'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione).

In particolare, sono state considerate 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 RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Ciascuna di queste componenti risulta differenziata per tipologie di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud).

La quantificazione dei livelli delle singole componenti è stata eseguita con criteri analoghi alla metodologia di riconoscimento dei costi della componente PCV.

Per gli oneri della morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio*, che tiene conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; per i costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2014 escludendo, in questo caso, tutti i costi relativi al marketing e all'acquisizione; per la remunerazione del capitale investito netto, si è compiuta la quantificazione parametrica del CCN e il WACC è stato in questo caso fissato al 7,8%.

Inoltre, sempre relativamente alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la stessa delibera ha previsto ulteriori specifici meccanismi di riconoscimento, finalizzati, da un lato, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione, e, dall'altro, a tenere conto, per tutti gli esercenti il servizio, dell'evoluzione del servizio di maggior tutela.

Infine, il provvedimento ha determinato l'aggiornamento annuale del corrispettivo PCV e delle componenti RCV, RCV_{sm} ed RCV_i.

Revisione dei fattori percentuali convenzionali e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione

Con la delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita dall'1 gennaio 2016 e innovando il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione, con riferimento alle perdite di competenza a partire dal 2015.

La nuova disciplina considera la diversificazione territoriale delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e mantiene gli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite stesse, prevedendo al contempo il trasferimento a tutti i clienti finali (sia sul mercato tutelato sia sul mercato libero) di parte dei benefici strutturali o derivanti dai guadagni di efficienza conseguiti dalle imprese di distribuzione.

In particolare, il richiamato documento:

- aggiorna, a valere dall'1 gennaio 2016, prevedendone l'invarianza per un triennio, ai fini del *settlement* (ossia della regolazione delle partite relative alle immissioni e ai prelievi dalla rete da parte dei diversi soggetti), i fattori di perdita standard da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti, confermando la definizione di coefficienti uniformi a livello nazionale e riducendo, in particolare, il fattore relativo ai prelievi in media tensione dal 4,0% al 3,8%, con un beneficio immediato a favore dei clienti finali;
- innova, introducendo semplificazioni, il meccanismo di perequazione delle perdite (basato sulla differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete), da applicare alle imprese di distribuzione a partire dal 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015; avvia la differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale (che non dipendono dalle caratteristiche delle reti, come i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati), nonché la facoltà di optare per l'applicazione, per le perdite di natura tecnica, di fattori differenziati per ambito di concentrazione (con riferimento a contesti abitativi caratterizzati da alta, media e bassa concentrazione). Inoltre, inserisce, nel calcolo corrispondente

alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, volto ad assicurare che l'incentivo riconosciuto alle imprese di distribuzione, anche in ragione delle azioni intraprese al contenimento delle perdite di energia elettrica, preservi la coerenza con le condizioni effettive di esercizio delle reti, evitando il rischio di riconoscere alle medesime extra profitti altrimenti non giustificati;

- dettaglia il meccanismo di contenimento delle perdite commerciali, prevedendo una modalità di attenuazione del percorso temporale di efficientamento richiesto alle imprese di distribuzione, in considerazione degli interventi che le medesime, su base triennale, possono realisticamente mettere in atto per contrastare, in particolare, i prelievi fraudolenti di energia elettrica.

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015).

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di gennaio 2016, emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 578.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 173,1 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 281,4 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita uscenti hanno ottenuto indennizzi per 4,8 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 62% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo. Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto ad oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano

ripetutamente lo *switching*, per non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

La figura 7.1 evidenzia come il sistema indennitario permetta di individuare i casi in cui tale comportamento viene attuato¹, limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli esercenti la vendita.

INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011 ^(B)	GEN.-DIC. 2012 ^(B)	GEN.-DIC. 2013 ^{(B),(C)}	GEN. 2014-FEB. 2015 ^(B)	MAR.-DIC. 2015
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%

Note:

(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 incide 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 annullate per errore in seguito, a febbraio 2015. Tale fenomeno tuttavia, non incide 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.

Fonte: Elaborazione su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 7.1

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti *switching* hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

Clienti per cui più esercenti consecutivamente hanno richiesto l'indennizzo

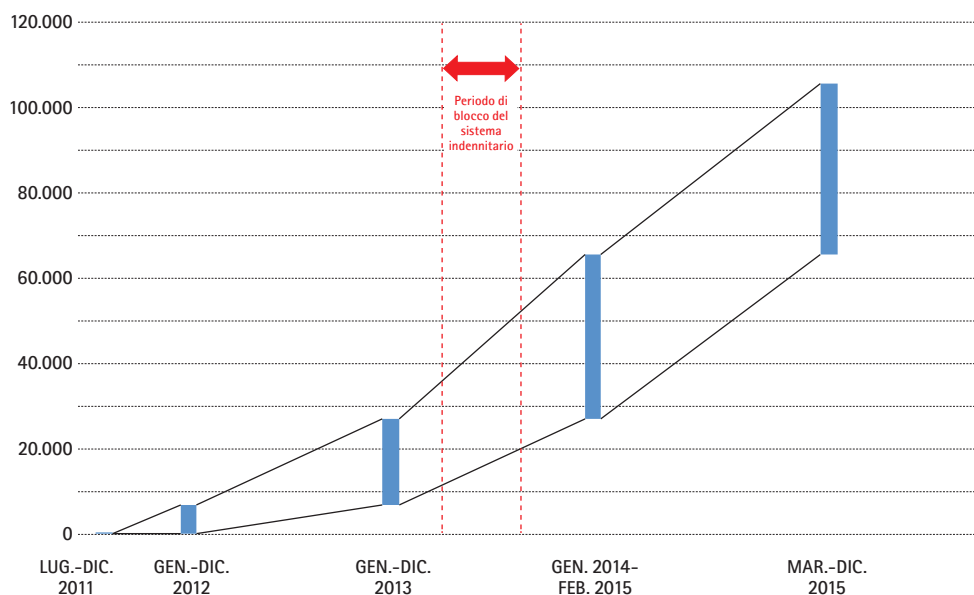


FIG. 7.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Numero di clienti con almeno due C^{MOR} consecutivi

Fonte: Elaborazione dati forniti dall'Acquirente unico.

¹ Nell'ambito della presente analisi sono stati considerati, in via conservativa, i soli clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive. Sono stati, dunque, esclusi i clienti interessati da una sola richiesta di indennizzo e coloro che in seguito alla prima richiesta di indennizzo hanno effettuato una voltura impedendo di essere rintracciati.

Durante il periodo di operatività del sistema indennitario, il 19,2% del totale degli indennizzi afferisce ai clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive, per un totale di più di 105.000 casi individuati fino a dicembre 2015. L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra ancora un trend crescente dell'incidenza delle richieste dei clienti finali che già ne avevano ricevuti, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso

periodo, tale da raggiungere il 30,8% tra marzo e dicembre 2015. Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato attività periodiche di verifica e controllo, a tappeto e 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.

Regolazione del mercato del gas

Mercato del gas: percorso di riforma

Nel settore del gas naturale le forme di tutela previste per i clienti finali si sostanziano, per i clienti domestici e i condomini uso domestico, in condizioni economiche definite dall'Autorità che tutti i venditori hanno l'obbligo di offrire loro (c.d. "servizio di tutela del gas naturale").

Le condizioni economiche del servizio di tutela sono determinate dall'Autorità secondo una logica analoga a quella su cui è basata la determinazione dei prezzi del servizio di maggior tutela nel settore elettrico, vale a dire in modo da riflettere le condizioni di costo di un operatore efficiente del mercato.

In particolare, per quanto concerne la componente del prezzo relativa all'approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale, sono prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot*.

Nel settore del gas naturale operano due servizi di ultima istanza: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default*.

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ed è destinato ai clienti domestici, ai condomini uso domestico e ai clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno, che si trovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà; pertanto, sono esclusi quei clienti che, pur appartenendo a una delle menzionate tipologie, risultano morosi. Il servizio FUI è altresì destinato alle attività di pubblico servizio, per i clienti non disalimentabili.

Il servizio di *default*, invece, ha la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è, pertanto, destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché rientrano nelle citate tipologie ma sono morosi o appartenenti ad altre tipologie di clientela.

In considerazione del diverso assetto del servizio di vendita e della diversa forma di tutela di prezzo rispetto a quanto vigente nel settore elettrico, nonché in considerazione dell'esistenza dei servizi di ultima istanza, l'Autorità ritiene che non sia necessario introdurre specifiche misure di accompagnamento verso il mercato libero analoghe a quelle in via di definizione per il servizio di maggior tutela nel settore elettrico.

Infatti, da una parte, la vigente regolazione pone in capo ai venditori di gas nel mercato *retail* un obbligo di offerta (non un obbligo di fornitura) delle condizioni stabilite dall'Autorità, dall'altra, a partire dall'ottobre 2013, per la determinazione della componente C_{MEM} (relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima), sono state prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot* e non più i contratti di lungo periodo.

Nel settore del gas naturale non si ravvisa, dunque, la necessità di intervenire con strumenti che agevolino il passaggio al mercato libero, in considerazione del fatto che i clienti domestici sono già esposti alle dinamiche di mercato. L'Autorità si è riservata, al più, di valutare l'opportunità di intervenire con misure per promuovere la scelta più consapevole e attiva da parte dei clienti, in vista del superamento delle tutele di prezzo dall'1 gennaio 2018.

Servizio di tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

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, l'Autorità ha aggiornato, con cadenza trimestrale, 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; con cadenza annuale ha aggiornato anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 131/2015/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 304/2015/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 455/2015/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 661/2015/R/gas.

Con le suddette delibere 304/2015/R/gas, 455/2015/R/gas e 661/2015/R/gas, l'Autorità ha anche aggiornato, rispettivamente a far data dall'1 luglio 2015, dall'1 ottobre 2015 e dall'1 gennaio 2016, il valore della componente C_{PR} , a copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, al fine di conseguire il gettito necessario alla regolazione delle partite economiche, di cui alla delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas, come aggiornata dalla delibera 20 novembre 2015, 556/2015/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas, ha confermato, anche per l'anno termico 2015-2016, il riferimento alle

quotazioni del gas sul mercato olandese *Title Transfer Facility* (TTF), per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Riguardo alla componente CCR, che copre i costi delle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso comprensive di un'equa remunerazione e di alcuni rischi connessi a tale attività, la suddetta delibera ha confermato, per l'anno termico 2015-2016, la valorizzazione proposta nel documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas, per quanto attiene alle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso e ai rischi profilo, eventi climatici invernali e *pro die*; mentre ha adeguato sia il valore del rischio bilanciamento, per tenere conto anche del rischio legato all'intervento del responsabile del bilanciamento nella sessione di mercato *locational*, sia il valore del rischio livello. La delibera, da ultimo, ha confermato la modalità di adeguamento del rischio profilo e del rischio eventi climatici invernali, in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Il provvedimento ha poi evidenziato l'esigenza di definire le condizioni economiche del servizio di tutela, in coerenza con gli sviluppi normativi e regolatori, indirizzati alla progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo.

In particolare, con la delibera 271/2015/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti domestici e alle piccole imprese. Parallelamente, il DDL concorrenza ha fissato la data unica dell'1 gennaio 2018 per la cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

In considerazione dei suddetti sviluppi normativi e regolatori e con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2016 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 61/2016/R/gas, al fine di illustrare le modalità di determinazione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso ($C_{MEM,t}$) e dell'aggiornamento della componente relativa alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR), per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, estendendo di un trimestre il periodo relativo al normale anno termico per tener conto della data prevista di cessazione del regime di tutela.

Nello specifico, il documento ha previsto la determinazione della componente C_{MEM} , secondo una logica di continuità con

l'assetto esistente, adottando al contempo un approccio più flessibile rispetto allo schema proposto nel citato documento per la consultazione per quanto riguarda la valutazione delle condizioni necessarie per consentire il passaggio dalle quotazioni olandesi alle corrispondenti quotazioni del mercato nazionale e, conseguentemente, la scelta del riferimento di mercato nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017. Pur riconoscendo un significativo aumento dei volumi negoziati al Punto di scambio virtuale (PSV) nel corso del 2015, rispetto al 2014, l'Autorità ha prospettato il mantenimento, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, della vigente formula di aggiornamento della componente C_{MEM} , che ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e come contratto di riferimento il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento.

Riguardo alla componente CCR, il cui aggiornamento avviene entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento ai valori in vigore nell'anno termico successivo, l'Autorità ha confermato, per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, le modalità di quantificazione già adottate per la determinazione di tale componente nell'anno termico 2015-2016.

Con la delibera 1 aprile 2016, 166/2016/R/gas, sono state confermate le vigenti modalità di calcolo della componente C_{MEM} , mantenendo il riferimento alle quotazioni del gas naturale sul mercato TTF; per quanto riguarda la componente CCR, invece, sono stati adeguati il valore del rischio livello, in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela maggiore di quello rilevato nell'ultimo biennio, nonché il rischio *pro-die*, includendo nella quantificazione il differente valore stagionale della componente tariffaria CRV^{OS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio. Il valore associato al rischio profilo e al rischio eventi climatici invernali è stato aggiornato in esito alle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

La delibera ha, infine, esteso di un trimestre l'applicazione della componente GRAD (per la gradualità nell'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela in esito alla riforma del 2013) prevista per l'anno termico 2016-2017 (ultimo periodo di implementazione), al fine di limitare le possibili oscillazioni di prezzo nel trimestre antecedente la cessazione del servizio di tutela, a parità di ammontare di gettito atteso.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 26 novembre 2015, 575/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli della componente QVD, a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela. Il provvedimento fa seguito al documento per la consultazione 24 settembre 2015, 449/2015/R/gas, con il quale l'Autorità aveva illustrato i criteri adottati per la definizione e la quantificazione del costo riconosciuto attraverso la QVD, nonché i propri orientamenti in tema di livelli e di aggiornamento di tale componente.

In ragione delle posizioni espresse nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute al medesimo, con la delibera menzionata si è provveduto ad aggiornare i livelli della componente QVD, mantenendola unica sul territorio nazionale. I suddetti livelli sono stati determinati considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio*, riconosciuto e definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture nei trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, come rilevato dai venditori sul mercato libero, tenendo altresì in considerazione il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,34%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2013 (a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*) e relativi all'attività di vendita ai clienti finali del gas naturale, comparto di vendita ai clienti di piccole dimensioni, connessi alle reti di distribuzione e con consumi inferiori o pari a 200.000 S(m³)/anno, così come rettificati in base alle informazioni trasmesse dagli operatori nell'ambito della richiesta dati e attribuendo ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico circa l'83% dei costi relativi a tale attività. Questi valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione del capitale investito netto, 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 49 giorni. In tale ambito è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita - come già avviene - mediante la metodologia del WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando, ai fini del calcolo, gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato.

Infine, la medesima delibera ha anche stabilito che i livelli della componente QVD siano rivisti con cadenza annuale e che tale aggiornamento venga riferito all'anno solare, in modo da essere reso compatibile con i dati contabili disponibili e aggiornati, considerate le tempistiche che caratterizzano la messa a disposizione dell'Autorità dei conti annuali separati.

Gas diversi dal gas naturale: aggiornamento della componente a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas, a seguito di specifica consultazione (documento per la consultazione 12 novembre 2015, 540/2015/R/gas), l'Autorità ha aggiornato il valore della componente QVD, a copertura della commercializzazione al dettaglio dei gas diversi, con validità biennale, prevedendo che anche per il GPL, come già per i gas manifatturati, assuma una nuova articolazione in quota fissa, espressa in euro/punto di riconsegna per anno. Il nuovo valore per entrambi i combustibili è pari a 36,00 €/PDR.

Il provvedimento ha introdotto la possibilità, per le imprese di distribuzione e di vendita di gas diversi da quello naturale, di applicare un differente livello per la componente QVD, a fronte della certificazione di eventuali ulteriori costi relativi all'attività di vendita, che non trovino copertura nel livello della suddetta componente. Lo stesso provvedimento ha poi prorogato i valori della QVD, in vigore alla fine del mese di dicembre 2015, fino al 31 marzo 2016, allo scopo di tenere in considerazione l'effetto delle modifiche sui sistemi di fatturazione delle imprese, e ha disposto che i nuovi valori della QVD siano aggiornati con effetto dall'1 aprile 2016.

Servizi di ultima istanza: servizio di default di trasporto, servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sin dal 2012 l'Autorità ha disciplinato il servizio di *default* trasporto (SdDT), per quanto riguarda i punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto.

Tale servizio è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto 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), al quale imputare i predetti prelievi, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità.

L'Autorità ha, altresì, previsto che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdDT, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovrebbe essere attivato l'SdDT, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T) e ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione². In vista dell'approssimarsi delle gare per l'individuazione dei nuovi FT_T titolari del servizio, a partire dal mese di ottobre 2015, con il documento per la consultazione 2 luglio 2015, 323/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i propri orientamenti, con lo scopo di efficientare la disciplina dell'SdDT e dei FT_T, tenendo conto dell'esperienza maturata, a vario titolo, in questi primi tre anni di esercizio. In particolare, sono stati consultati gli interventi riguardanti le cause di attivazione del servizio, le condizioni di erogazione del servizio, le modalità di determinazione delle condizioni economiche e il meccanismo di copertura degli oneri della morosità.

A tale documento ha fatto seguito la delibera 6 agosto 2015, 417/2015/R/gas, che, in vista delle nuove procedure, ha integrato la disciplina applicabile agli FT_T, a partire dall'1 ottobre, in merito alle tematiche sopra evidenziate. Nel mese di settembre 2015, Snam Rete Gas ha comunicato l'intenzione, relativamente all'anno termico 2015-2016, di erogare direttamente l'SdDT e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T. A seguito di tale comunicazione, l'Autorità è intervenuta con la delibera 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, per

² Snam Rete gas ha svolto due procedure di selezione ad evidenza pubblica nei mesi di settembre del 2012 e del 2013, individuando quali FT_T, Eni e Italtrading, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, Spigas, Eni ed Edison per il periodo 1 ottobre 2013 - 30 settembre 2015.

garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità di identificare con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli FT_r, che garantisca l'SdDT con riferimento ai punti di riconsegna allacciati alle loro reti.

Per quanto riguarda, invece, i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza: il servizio FUI e il servizio di *default* di distribuzione (servizio FDD).

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, intesi come clienti domestici, condomini uso domestico, clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno e le utenze relative ad attività di servizio pubblico³.

Il servizio FDD ha, invece, la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie dei clienti sopra richiamate⁴. La disciplina dei suddetti servizi di ultima istanza si è andata delineando e affinando nel corso degli ultimi anni e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014. Attualmente le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal TIVG.

In particolare, il TIVG disciplina le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione del gas naturale. Inoltre, definisce le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e stabilisce 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 servizio FDD, ai clienti morosi.

Infine, con specifico riferimento al servizio FDD, il TIVG dettaglia altresì:

- le responsabilità che rimangono in capo all'impresa di distribuzione, relative, da un lato, alle attività funzionali alla tempestiva disalimentazione fisica del punto di riconsegna, qualora il cliente finale non trovi un nuovo fornitore entro un termine

congruo assegnato dalla normativa e, dall'altro, alle attività funzionali alla corretta imputazione dei prelievi effettuati dal cliente finale, sia presso il relativo punto di riconsegna, sia ai fini dell'allocazione svolta dall'impresa maggiore di trasporto;

- le disposizioni in caso di mancato rispetto degli adempimenti in capo all'impresa di distribuzione, stabilendo tra l'altro l'ammontare che l'impresa di distribuzione è tenuta a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), qualora non sia portata a termine la disalimentazione fisica del punto di riconsegna nei tempi previsti dalla regolazione, e prevedendo che il suddetto ammontare possa essere ridotto o non fissato in via del tutto eccezionale nei casi di comprovata e manifesta impossibilità di effettuare la disalimentazione entro i termini stabiliti o nel caso in cui il mancato rispetto delle tempistiche sia riconducibile ad atti di Autorità pubbliche, limitatamente al periodo di efficacia di tali atti.

Nel corso del 2015 hanno continuato a svolgere le citate attività i fornitori di ultima istanza FUI e i fornitori del servizio FDD, individuati mediante procedure a evidenza pubblica gestite dall'Acquirente unico nel mese di settembre 2014⁵. I soggetti così individuati sono tenuti a svolgere i servizi corrispondenti per la durata di due anni fino al mese di settembre 2016.

Inoltre, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 71/2016/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri di valutazione delle istanze depositate dalle imprese di distribuzione ai fini del versamento parziale del pagamento degli importi previsti in caso di mancata disalimentazione di un punto di riconsegna secondo le tempistiche stabilite dalla regolazione. Nel citato documento l'Autorità si pone come obiettivo quello di pervenire ad una organica trattazione dei criteri applicabili alle valutazioni di merito delle suddette istanze, al fine di completare e dettagliare la disciplina, anche evidenziando una serie di possibili casi oggetto delle predette istanze, che presentano elementi ricorrenti e tipici.

³ Tale categoria comprende: gli ospedali, le case di cura e di riposo, le carceri, le scuole, e le altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁴ L'attivazione del servizio di *default* è prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, perché il FUI non è stato selezionato).

⁵ Per quanto concerne il servizio FUI, sono state individuate la società Eni per le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria e la società Enel Energia per tutte le altre regioni, a eccezione della Sardegna. In merito invece al servizio FDD, l'Acquirente unico ha individuato la società Enel Energia per le regioni Valle d'Aosta, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Abruzzo, Basilicata, Lazio e Sicilia, e la società Hera Comm per le regioni Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Toscana e Marche.

Servizi di ultima istanza: Istruttoria conoscitiva in merito ai meccanismi di reintegrazione della morosità

Nel corso del 2015 l'Autorità ha chiuso l'Istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 27 novembre 2014, 589/2014/E/gas, in tema di fatturazione dei servizi di ultima istanza da parte di tutti i gestori a tal fine selezionati nell'ambito del settore del gas naturale, per i periodi di erogazione a partire da ottobre 2012. L'Indagine ha inteso valutare, in particolare, la consistenza di eventuali ritardi o omissioni nella fatturazione del singolo servizio, al fine di considerare eventuali criticità nei servizi svolti o nella regolazione vigente.

La mancata o ritardata fatturazione assume rilievo ai fini dell'applicazione dei meccanismi di reintegrazione della morosità, introdotti dall'Autorità nella disciplina dei servizi di ultima istanza per garantire ai rispettivi esercenti una particolare forma di tutela contro il rischio morosità, che normalmente rientra nella fisiologica alea di impresa (i cui costi vengono in parte socializzati). Per tale motivo, nell'avvio dell'Indagine era altresì previsto che, con riferimento alle istanze pendenti relative ai meccanismi di reintegrazione della morosità, il riconoscimento avvenisse a titolo di acconto di un importo pari al 60% delle somme complessivamente spettanti agli esercenti.

L'Autorità è così intervenuta sul tema con la delibera 5 marzo 2015, 91/2015/E/gas, al fine di minimizzare l'impatto finanziario degli esercenti derivante dal posticipo del riconoscimento degli importi relativi al meccanismo di reintegrazione. Successivamente è stato previsto di riconoscere gli importi corrispondenti alle istanze pendenti, per le quali non risultavano necessari ulteriori approfondimenti nell'ambito dell'Indagine.

Con tale delibera, l'Autorità ha poi chiuso l'Istruttoria conoscitiva, evidenziando, per alcuni operatori, casi di mancata e ritardata fatturazione anche di importanti volumi di gas prelevati pure a distanza di tempo dall'erogazione del servizio e, nei confronti di tutti gli operatori, ritardi rispetto alle tempistiche di fatturazione.

In merito ai casi di ritardi rilevanti nella fatturazione dei servizi di ultima istanza, la suddetta delibera ha previsto che l'esercente non avesse diritto a beneficiare integralmente dei meccanismi di reintegrazione della morosità e ha definito alcuni parametri di riduzione degli importi riconosciuti, relativi al termine di fatturazione oltre il quale il ritardo è considerato rilevante, alla misura della riduzione

dell'ammontare dovuto e alla misura della riduzione massima ammissibile. Inoltre, poiché tali parametri non erano stati preventivamente consultati, è stato indicato un termine per la loro conferma, al fine di garantire il necessario coinvolgimento dei soggetti interessati.

Con la delibera 5 novembre 2015, 527/2015/R/gas, l'Autorità ha, da ultimo, confermato i parametri di riduzione applicati ai meccanismi di reintegrazione della morosità.

Servizi di ultima istanza: riconoscimento ai fornitori di ultima istanza delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio

Con la delibera 22 ottobre 2015, 498/2015/R/gas, l'Autorità ha provveduto a riconoscere alla società Eni - Divisione Gas & Power, individuata quale fornitore di ultima istanza per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio.

Con il medesimo provvedimento sono state, altresì, definite: la modalità di calcolo degli importi da riconoscere in ciascun anno termico, tenuto conto delle fattispecie regolatorie vigenti in ciascun periodo; le modalità di gestione delle richieste di rimborso da parte della CSEA; le modalità di erogazione previa opportuna verifica degli importi richiesti.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

In Italia i clienti finali del servizio gas connessi alle reti di distribuzione locale o a reti di trasporto godono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di consegna, introdotta e disciplinata dall'Autorità dal 2004.

Dalla data di prima attivazione della copertura assicurativa (1 ottobre 2004), sono state ricevute 621 denunce di sinistro, che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.275 pratiche di rimborso/risarcimento, a fronte delle quali risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 39 milioni di euro, con provviste a riserva per oltre 15,5 milioni di euro. Le pratiche ancora aperte con riserva di provvista al 31 dicembre 2015 risultano complessivamente pari a 273.

Per quanto riguarda i primi due anni (1 gennaio 2014 - 31 dicembre 2016) della polizza in vigore per il triennio 2014-2016, sono

state aperte 278 pratiche, per le quali sono stati corrisposti oltre 4,5 milioni di euro e poste a riserva provviste per circa 10 milioni di euro; l'esposizione complessiva risulta generata per il 70% dalla sezione responsabilità civile, per il 18% dalla sezione incendio e per il restante 12% dalla sezione infortuni. Le pratiche ancora aperte al termine del medesimo periodo risultano pari a 211.

In vista della scadenza al 31 dicembre 2016 della polizza attualmente in vigore, con la delibera 10 marzo 2016, 92/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti relativi alla disciplina dell'assicurazione a partire dal 2017.

Contestualmente all'avvio del procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 10 marzo 2016, 93/2016/R/gas, con il quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle possibili modifiche e integrazioni, rispetto alla disciplina in vigore, che consentano l'introduzione di elementi migliorativi a vantaggio degli assicurati e a beneficio di una maggiore efficienza e trasparenza della gestione. In particolare, i principali orientamenti posti in consultazione per raccogliere osservazioni e suggerimenti da parte dei soggetti interessati riguardano:

- la durata della polizza, che l'Autorità ritiene possa essere utilmente estesa a un periodo quadriennale, per garantire maggiore stabilità alla copertura assicurativa;
- una ridefinizione del perimetro dei beneficiari della copertura assicurativa, che potrebbe pertanto coincidere con i soli clienti titolari di utenze finali dotate di gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6;
- un aumento dei massimali relativi alle sezioni incendio e infortuni, ritenuto ottenibile contestualmente a una riduzione dei premi, e in ogni caso senza oneri aggiuntivi;
- una razionalizzazione del sistema di copertura dei costi, stabilendo che anche per i clienti del gas naturale, così come già previsto per i clienti di gas diversi, sia addebitato in bolletta l'intero costo unitario dell'assicurazione, attualmente pari a 60 c€/anno, assicurando in tal modo la piena trasparenza della relazione tra la titolarità della tutela garantita dall'assicurazione e il relativo costo;
- un'anticipazione dei tempi di riscossione presso gli operatori delle risorse destinate al pagamento del premio, in coerenza con le tempistiche praticate e accettate dal mercato assicurativo.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Bolletta 2.0

La Bolletta 2.0, approvata con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, si struttura in due distinte parti:

- una parte sintetica, destinata alla grande diffusione, con gli elementi minimi prescritti dall'Autorità;
- una parte di dettaglio, maggiormente analitica e resa disponibile solo su richiesta del cliente finale servito in regime di tutela o, secondo le modalità definite nel contratto, per i clienti del mercato libero.

Riguardo al contenuto della parte sintetica, sono stati dettagliati gli elementi minimi che devono essere contenuti in tutte le bollette:

- le informazioni che identificano il cliente finale (nome e cognome/ragione sociale, codice fiscale/partita IVA, indirizzo di fatturazione ecc.) e quelle relative al documento di fatturazione (data emissione, scadenza e periodo di fatturazione);
- i dati identificativi del punto (indirizzo di fornitura, codice POD/PDR), nonché le caratteristiche tecniche della fornitura (potenza e tipologia di cliente: domestico residente o non, altri usi, condominio a uso domestico ecc.); per il gas naturale, anche la tipologia d'uso, il coefficiente C e il valore di P;
- le informazioni relative a letture, consumi e ricalcoli;
- la sintesi degli importi fatturati;

- il costo medio unitario, dettagliando tra il costo medio unitario della bolletta, comprensivo di imposte⁶, e il costo medio unitario della sola spesa per la materia energia/gas naturale⁷;
- le informazioni sui pagamenti (modalità di pagamento, pagamenti precedenti e presenza di eventuali bollette non pagate con indicazione delle procedure previste in caso di morosità);
- le informazioni sulla possibilità di rateizzare la bolletta, con l'indicazione delle relative modalità e tempistiche (l'informazione è presente solo se gli importi sono tali da permettere la rateizzazione);
- le caratteristiche commerciali della fornitura: mercato (libero o tutela), denominazione dell'offerta (solo mercato libero), recapiti telefonici per reclami e servizio guasti, consumo annuo (di 12 mesi o da inizio fornitura).

Sempre nell'ambito della bolletta sintetica, con riferimento agli importi fatturati e ai clienti serviti nei regimi di tutela⁸, la delibera prevede la seguente aggregazione:

- la spesa per la materia energia/gas naturale, che comprende i corrispettivi di approvvigionamento e di commercializzazione;
- la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, che corrisponde ai corrispettivi per i servizi di trasporto, di distribuzione e di misura;
- la spesa per gli oneri di sistema;
- i ricalcoli (voce eventuale), che comprendono la somma di quanto addebitato o accreditato al cliente in virtù dei ricalcoli applicati;
- le altre partite (voce eventuale), che comprendono, per esempio, gli interessi di mora, l'addebito/restituzione del deposito cauzionale, gli indennizzi automatici;
- il bonus sociale (voce eventuale per i clienti che ne hanno diritto);
- il totale delle imposte e dell'IVA che, in coerenza con quanto previsto dalla normativa vigente in materia fiscale, devono essere dettagliate attraverso specifici riquadri;
- l'ammontare complessivo della bolletta.

La parte di dettaglio ricomprende le informazioni analitiche di tutte le voci fatturate al cliente, con l'indicazione dei prezzi unitari e delle quantità alle quali sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare di kWh/S(m³) attribuiti a ciascuno di essi.

Nel corso del 2015 sono stati definiti e finalizzati tutti i passaggi necessari per garantire l'operatività della Bolletta 2.0. In particolare, in linea con le norme di cui alla delibera 501/2014/R/com, sono stati predisposti e pubblicati nel sito internet dell'Autorità:

- il Glossario dei principali termini utilizzati in bolletta;
- un modello di bolletta sintetica per i clienti serviti in regime di tutela, con il dettaglio dei corrispettivi unitari che concorrono alla determinazione del singolo importo.

Il Glossario della bolletta di energia elettrica e gas è stato approvato con la delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com, che segue il documento per la consultazione 19 febbraio 2015, 61/2015/R/com.

Il provvedimento: ha contestualmente definito il livello di aggregazione degli importi fatturati ai clienti finali nelle bollette; ha introdotto, per il settore gas, due ulteriori elementi da riportare nella bolletta sintetica (il Codice REMI, che identifica in modo univoco la cabina di regolazione e misura e la classe del misuratore); ha attuato ulteriori specificazioni in merito sia ai ricalcoli e all'indicazione di alcuni dettagli sia alle informazioni sul costo medio della fornitura. Con lo stesso provvedimento, infine, l'Autorità ha prorogato l'operatività della Bolletta 2.0, stabilendo che la nuova disciplina si applichi alle fatture che contabilizzano i prelievi di energia elettrica o di gas effettuati successivamente all'1 gennaio 2016.

Al fine di facilitare la comprensione della Bolletta 2.0, l'Autorità ha previsto l'attivazione di specifici strumenti informativi.

In primo luogo, ciascun venditore deve pubblicare sul proprio sito internet una Guida alla lettura, che consenta al cliente finale una migliore comprensione della bolletta, con una descrizione chiara, utilizzando i termini indicati nel Glossario, di tutte le voci che

6 Rapporto tra il totale della bolletta e i kWh/S(m³) fatturati.

7 Rapporto tra la spesa per la materia energia/gas naturale e i kWh/ S(m³) fatturati.

8 Per il mercato libero, il dettaglio degli importi è definito dal venditore in coerenza con quanto precisato nella propria guida alla lettura della bolletta, ma deve comunque essere data informazione:

- della spesa per il trasporto e della gestione del contatore, nonché della spesa per gli oneri di sistema (anche accorpati);
- dei ricalcoli;
- delle altre partite e dei bonus;
- delle imposte e dell'IVA.

compongono gli importi fatturati. Per i regimi di tutela è previsto che la Guida alla lettura sia redatta direttamente dall'Autorità e che sia pubblicata, oltre che nel sito internet dell'Autorità, anche in quello degli esercenti il regime di tutela. Per i soli regimi di tutela è, inoltre, previsto che l'Autorità predisponga e pubblichi sul proprio sito internet un modello di bolletta sintetica, finalizzato a consentire la lettura della bolletta anche con modalità interattive.

Per la definizione della Guida alla lettura e del modello relativi ai regimi di tutela, l'Autorità ha, dapprima, esposto i propri orientamenti nel documento per la consultazione 30 aprile 2015, 201/2015/R/com; in esito alla consultazione, con la delibera 9 luglio 2015, 330/2015/R/com, ha quindi approvato la Guida alla lettura della bolletta per i regimi di tutela e i criteri per la definizione del modello di bolletta sintetica, optando per una soluzione che comporti l'integrazione degli strumenti informativi a disposizione dei clienti, in modo da renderli meglio fruibili. A partire dal 12 gennaio 2016, l'Autorità ha, quindi, attivato nel proprio sito internet una nuova sezione "Bolletta 2.0", nella quale sono accessibili, in forma integrata, il modello di bolletta sintetica, la Guida alle voci di spesa, i prezzi unitari di tutte le componenti addebitate in bolletta, raggruppati per voci di spesa, e dal quale è possibile accedere direttamente al Glossario, alle pagine informative sui bonus e alla home page dello Sportello.

Con la delibera 11 dicembre 2015, 610/2015/R/com, l'Autorità è ulteriormente intervenuta per la quantificazione dello sconto per la bolletta elettronica da applicare ai clienti serviti nei regimi di tutela, in considerazione della previsione in base alla quale la modalità principale di emissione della bolletta deve essere quella elettronica per tutti i clienti serviti in regime di tutela, nel caso in cui tali clienti abbiano anche attivato una modalità di addebito automatico degli importi fatturati.

È stato, altresì, previsto che, nelle more dell'implementazione definitiva di tale disposizione, l'esercente la maggior tutela offra, comunque, la possibilità di ottenere lo sconto per la bolletta elettronica da riconoscere, in fase di prima applicazione, ai soli clienti che già ricevono la bolletta in tale formato o lo richiedano esplicitamente dopo l'1 gennaio 2016, purché abbiano attiva una modalità di addebito automatico dell'importo fatturato. Lo stesso provvedimento ha poi effettuato ulteriori modifiche della Bolletta 2.0, al fine sia di tenere conto della riforma della tariffa domestica e della relativa esigenza di mettere a disposizione dei clienti domestici le informazioni relative

al livello massimo di potenza prelevata mensilmente (come previsto dalla delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel), sia di consentire l'addebito del canone Rai contestualmente alle fatture per la fornitura di energia, ex art. 1, commi 153 e 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208. In particolare, è stato previsto che sia inserita nella bolletta sintetica una specifica voce denominata "Canone di abbonamento alla televisione" e che i clienti finali siano informati in merito ai mesi cui si riferiscono le rate addebitate in ciascuna bolletta.

Fatturazione

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativi alla fatturazione dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, in particolare in tema di periodicità di fatturazione e di modalità di contabilizzazione dei consumi (distinguendo tra fatture di periodo, relative alle fatture emesse nel corso del rapporto contrattuale tra il venditore e il cliente finale, e fattura di chiusura, che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale).

Il documento illustra alcuni orientamenti generali in merito alla fatturazione, indicando in particolare l'ambito di applicazione degli interventi prospettati, e alcuni orientamenti specifici relativi alla misura, che consentono di aumentare la disponibilità dei dati effettivi. Con riferimento all'ambito di applicazione, l'Autorità ha ritenuto che gli interventi prospettati nel citato documento dovessero riguardare:

- per il settore elettrico, i clienti domestici e i clienti non domestici alimentati in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, i clienti domestici e i clienti finali non domestici con consumi complessivi inferiori a 200.000 S(m³)/anno;
- con specifico riferimento i clienti di cui alla alinea prima, sia quelli serviti nei regimi di tutela, sia quelli con contratto stipulato nel libero mercato, ferma restando la possibilità per i venditori, nel mercato libero, di introdurre ulteriori previsioni rispetto a quelle prospettate, sulla base della propria autonomia contrattuale e in considerazione delle esigenze dei clienti finali.

Relativamente alle modifiche alla disciplina del servizio di misura, l'Autorità ha prospettato specifici interventi per il settore dell'energia elettrica⁹,

⁹ Per il settore del gas naturale, i suddetti interventi sono stati effettuati con la riforma della misura del gas (delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas).

in materia di rilevazione dei dati di misura per i punti di prelievo con contatore non telegestito con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW, al fine di incrementare la disponibilità dei dati di misura effettivi. Inoltre, nell'ambito della fatturazione al cliente finale, l'Autorità ha indicato una priorità di utilizzo dei dati di misura. Con riferimento alle fatture di periodo, sono stati definiti appositi orientamenti in tema di:

- periodicità di fatturazione, ampliando, a seconda del consumo annuo, la platea di clienti finali del settore del gas naturale con fatturazione bimestrale e stabilendo, per il settore elettrico, che la periodicità di fatturazione sia mensile per i clienti non domestici con potenza contrattualmente impegnata superiore a 16,5 kW;
- vincoli per l'emissione delle fatture, prevedendone l'emissione entro 45 giorni dal termine del periodo di riferimento e che tale periodo di riferimento sia coerente con la periodicità di fatturazione prestabilita. Nei casi di mancato rispetto di tali vincoli da parte del venditore, quest'ultimo è tenuto a corrispondere al cliente un indennizzo automatico;
- interventi per l'incentivazione dell'utilizzo dell'autolettura;
- possibilità di introduzione di soglie massime e minime di variazione del livello di consumo stimato da parte del venditore rispetto ad un consumo giornaliero calcolato sulla base dei dati di consumo storici;
- riduzione dei casi in cui risulta necessario ricorrere alla fatturazione mista.

In merito alla fattura di chiusura, gli orientamenti indicati nel documento per la consultazione sono tesi alla definizione di una disciplina omogenea per tutti i clienti, domestici e non, per garantire certezza al cliente finale in merito alla chiusura, anche contabile, del rapporto con il proprio fornitore, in tutti i casi di cessazione del rapporto contrattuale (tra cui anche lo *switching*, la voltura e la disattivazione del punto). In merito, gli orientamenti prevedono:

- l'emissione della fattura di chiusura al più tardi otto giorni prima dello scadere delle sei settimane dalla chiusura del rapporto contrattuale; tale termine potrebbe tra l'altro essere ridotto, qualora il venditore e il cliente finale abbiano concordato modalità di recapito delle fatture diverse da quelle a mezzo di vettore postale tradizionale;
- un incentivo all'utilizzo dell'autolettura ai fini della fatturazione di chiusura;

- l'introduzione di indennizzi automatici, in caso di fattura di chiusura tardiva, applicati, in entrambi i settori, a favore dei clienti finali domestici e non domestici.

L'Autorità, quindi, con la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com, e facendo seguito al documento per la consultazione sopra illustrato, ha adottato la disciplina in merito all'emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale. In conclusione, l'ambito di applicazione di tale provvedimento riguarda tutti i clienti connessi in bassa tensione, a esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica – per il settore elettrico – e a tutti i clienti con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno – per il settore del gas naturale – siano essi serviti nei regimi di tutela o nel mercato libero. In particolare, si fa riferimento a tutti i clienti che cessano la fornitura, ossia ai casi in cui viene meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale per qualunque ragione, ivi compreso il cambio di venditore (che implichi anche lo *switching* o solo la modifica della controparte commerciale senza il cambio dell'utente del dispacciamento o della distribuzione), la disattivazione del punto e la voltura.

Fatturazioni anomale

Con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità, al fine di prevenire, con una completa informazione, la sospensione della fornitura in caso di reclami inerenti alla fatturazione, ha previsto di definire, con successivi provvedimenti, il contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami scritti o alle richieste scritte di rettifica, che abbiano ad oggetto la contestazione di importi anomali, ad integrazione delle previsioni già contenute nel *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* – TIQV (delibera 27 novembre 2014, 580/2014/R/com). Pertanto, svoltisi appositi incontri tecnici con le associazioni rappresentative dei clienti finali e degli esercenti, è stato pubblicato il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 411/2015/R/com, nel quale l'Autorità ha definito i propri indirizzi relativi, tra l'altro:

- alla definizione di fatturazione di importi anomali, in presenza dei quali è necessario garantire al cliente l'invio di una risposta motivata in caso di reclamo;
- alla possibile valorizzazione delle *best practices* dei venditori in tema di motivazione della risposta ai reclami;

- all'individuazione degli elementi sempre richiesti in caso di risposta motivata a reclami o a richieste scritte di rettifica di fatture anomale, nonché di quelli specifici in relazione a particolari fattispecie;
- al modulo per la presentazione dei reclami e alle modalità di invio della risposta motivata.

La consultazione si è conclusa con l'adozione della delibera 21 gennaio 2016, 17/2016/R/com, con la quale, in primo luogo, è stata modificata la definizione di fatturazione di importi anomali, al fine di ricomprendervi fattispecie ulteriori rispetto a quelle già definite, che si verificano con una certa frequenza e che sono riconducibili in larga misura ai ricalcoli di cui al provvedimento Bolletta 2.0.

Al fine di evitare che comportamenti opportunistici possano portare a un peggioramento del fenomeno della morosità con ricadute di costi su tutti i clienti finali, è stato, inoltre, previsto che il divieto della sospensione in presenza di reclamo o di richiesta scritta di rettifica di fatturazione, cui il venditore non abbia fornito risposta motivata, operi solo laddove l'importo anomalo sia superiore a 50 € e qualora il reclamo sia stato inviato dal cliente non oltre i dieci giorni successivi al termine fissato per il pagamento dell'importo anomalo, fermi restando, in tutti gli altri casi, gli obblighi di risposta motivata di cui al TIQV. Il provvedimento dispone che le risposte motivate ai reclami e alle richieste scritte di rettifica, relative alla fatturazione di importi anomali, debbano essere redatte utilizzando un linguaggio conforme al Glossario, di cui al provvedimento Bolletta 2.0, e debbano sempre contenere gli elementi minimi individuati dall'Autorità, anche in relazione a fattispecie specifiche.

Al fine, poi, di agevolare la presentazione di reclami completi degli elementi necessari alla loro corretta ed efficace gestione, i venditori devono rendere disponibile, con accessibilità dalla home page del proprio sito internet, un modulo per il reclamo scritto o per la richiesta scritta di rettifica per fatturazioni di importi anomali, contenente, oltre ai campi già obbligatori, un campo per la comunicazione dell'autolettura. Con l'obiettivo di ridurre i tempi di risposta, è stato infine previsto che, qualora il cliente indichi nel reclamo il proprio indirizzo e-mail, questo sia utilizzato quale canale preferenziale per l'invio della risposta motivata.

Codice di condotta commerciale

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei

consumatori, che integra e modifica alcune previsioni del Codice del consumo, con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra professionisti e consumatori, nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dai locali commerciali.

Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com, l'Autorità ha, pertanto, adeguato le disposizioni del Codice di condotta commerciale alle intervenute modifiche del Codice del consumo, riguardanti gli adempimenti di natura pre-contrattuale a carico dei venditori e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico.

Nella fattispecie, è stato disposto che i suddetti adeguamenti si applichino ai soli contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali e che fossero confermate le previsioni in merito all'indicazione del prezzo al netto delle imposte (fatta salva la possibilità di indicare il prezzo comprensivo delle imposte in ragione della struttura dell'offerta) e ai criteri di comunicazione dei prezzi.

In relazione all'avvio di esecuzione del contratto, è stata prevista l'applicazione del diritto di ripensamento a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Sono stati conseguentemente introdotti obblighi informativi a carico del venditore e a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al professionista in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente.

Disciplina della morosità

Nel mercato della vendita al dettaglio, una delle principali criticità continua a riguardare il fenomeno della morosità dei clienti finali.

Facendo seguito al documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 477/2014/R/com, l'Autorità ha definito, con la delibera 258/2015/R/com, i primi interventi in materia di morosità nei mercati *retail* e ha rivisto le tempistiche dello *switching* nel settore del gas naturale. In particolare, sono state incrementate le tutele offerte ai clienti finali per i contratti di fornitura in essere, in caso di cambio del fornitore e in altri casi specifici.

Per quanto riguarda i contratti di fornitura in essere:

- è stato ridotto il tempo per la costituzione in mora applicabile in caso di morosità reiterata (ossia, quando viene avanzata una

richiesta di sospensione per morosità sul medesimo punto nei 90 giorni successivi a una precedente richiesta in tal senso);

- è stato esteso il termine per la presentazione della richiesta di rateizzazione nei regimi di tutela, che può essere inoltrata nei dieci giorni successivi al termine fissato per il pagamento della bolletta;
- sono stati previsti indennizzi specifici, in merito alle procedure di sospensione della fornitura che non si concludono nei tempi prefissati, nonché la sospensione del pagamento del servizio di trasporto/distribuzione e, in caso di chiusura del punto, il successivo pagamento del 50% degli importi relativi ai medesimi servizi;
- è stata definita una specifica disciplina in caso di risoluzione del contratto di trasporto/distribuzione tra l'utente della rete e la controparte commerciale, dove sia sollevata l'eccezione di inadempimento, al fine di assicurare la continuità della fornitura al cliente. Tale disciplina prevede specifici obblighi di comunicazione in capo alla controparte commerciale nei confronti del cliente finale (all'atto della stipula del contratto, con integrazione delle clausole del contratto di vendita e specifiche comunicazioni qualora si verifichi tale fattispecie) e dispone l'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza, nel caso in cui il cliente finale si trovi, a causa dell'anzidetta fattispecie, senza venditore.

Per quanto riguarda il cambio del venditore (*switching*):

- sono state allineate le tempistiche relative alla presentazione della richiesta di *switching* con riserva a quelle di *switching* ordinario e sono state integrate, in conformità con le disposizioni in merito alle garanzie sul trattamento dei dati personali, le informazioni messe a disposizione del venditore entrante in caso di richiesta di *switching* con riserva;
- sono stati realizzati specifici interventi in tema di cessione del credito, in caso di uscita dai servizi di ultima istanza, finalizzati ad una generale armonizzazione delle discipline nei due settori;
- è stata integrata l'attuale disciplina del sistema indennitario per il settore dell'energia elettrica, con particolare riguardo alla modifica dei tempi di fatturazione del corrispettivo C^{MOR} (il corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione del cliente finale moroso) da parte dell'impresa di distribuzione;
- si sono rinviati ad un successivo provvedimento l'estensione del sistema indennitario al settore del gas naturale e l'efficiamento complessivo della disciplina per il settore dell'energia

elettrica direttamente nel Sistema informativo integrato (SII), al fine di garantire maggiori semplificazione e tempestività del processo.

Con riferimento agli altri casi specifici:

- è stata dettagliata la regolazione dei depositi cauzionali nei regimi di tutela, al fine di prevedere l'incremento del livello del deposito cauzionale per i clienti che non hanno diritto al bonus, nei casi di morosità reiterata;
- in merito ai servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale, da un lato, è stato individuato uno specifico obbligo - in capo all'utente che ha richiesto la cessazione amministrativa per morosità del cliente finale - di fornire all'impresa di distribuzione i documenti comprovanti l'inadempimento; dall'altro, è stata dettagliatamente precisata la disciplina di attivazione dei servizi di ultima istanza, al fine di rendere operativo il FUI per il cliente finale servito nell'ambito del servizio di *default*, che abbia regolarizzato la propria posizione con il precedente venditore, nel caso in cui siano comunque soddisfatti i restanti requisiti.

Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel Sistema informativo integrato

In relazione al settore elettrico, con la delibera 30 luglio 2015, 402/2015/R/eel, è stato dato l'avvio alla sperimentazione prevista nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 259/2015/R/eel, che consiste nella messa a disposizione, nell'ambito del SII, dei flussi contenenti i dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati orari e trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti, ai fini della fatturazione del servizio di trasporto e di *settlement*. Il provvedimento rappresenta una ulteriore azione verso la completa attuazione della legge 24 marzo 2012, n. 27, che ha conferito al SII anche la gestione dei dati di consumo dei clienti finali.

La sperimentazione è stata estesa pure ai punti di prelievo non trattati orari e ciò contribuirà allo sviluppo e alla implementazione degli orientamenti previsti dal documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, in relazione alla gestione e alla messa a disposizione del cliente finale dei dati storici di consumo, ovvero all'individuazione del c.d. *energy footprint* o impronta energetica del cliente finale, in attuazione delle norme del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Con la delibera 6 agosto 2015, 419/2015/R/eel, l'Autorità ha fissato all'1 novembre 2015 la data a decorrere dalla quale, per il settore elettrico, le transazioni e i processi funzionali relativi a una richiesta di voltura siano gestiti nell'ambito del SII. Tale decisione è assunta sulla base dei risultati ottenuti nella fase di sperimentazione, svolta tra aprile e luglio 2015, nell'ambito della quale sono state condotte verifiche di funzionamento, verifiche prestazionali e di efficacia, al fine di accertare l'affidabilità del SII stesso.

Con riferimento alla gestione del processo di voltura nel SII, con la delibera 9 aprile 2015, 161/2015/R/eel, l'Autorità aveva già modificato le disposizioni originariamente previste con riferimento agli obblighi di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in occasione dell'effettuazione della prestazione, superando il concetto generico di "tentativo di rilevazione" con l'introduzione dell'obbligo, a carico delle imprese distributrici, di reiterazione dei tentativi di raccolta della misura nei giorni immediatamente successivi alla data di esecuzione della prestazione, anche al fine di assicurare l'effettiva disponibilità del dato al venditore alla data di esecuzione della richiesta per la definitiva chiusura del rapporto contrattuale.

Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel, facendo seguito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 28 novembre 2013, 547/2013/R/com, e alla delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel, è stata definita la nuova disciplina del processo di *switching* nell'ambito del SII, unitamente alla gestione della risoluzione contrattuale e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Gli aspetti più rilevanti di tale riforma riguardano:

- la radicale modifica di assetto del mercato, che prevede l'attribuzione al SII (e non più all'impresa distributrice) della responsabilità di esecuzione dello *switching*, in caso sia di cambio di fornitore, sia di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- la riduzione delle tempistiche necessarie all'esecuzione dello *switching*; in particolare, è precisato che una richiesta con decorrenza dal primo giorno del mese può essere presentata dal venditore entro il giorno 10 del mese precedente, riducendo a tre settimane la procedura necessaria per cambiare il fornitore;
- la definizione di un unico processo, indifferenziato per tempistiche di esecuzione, nei casi in cui l'utente del dispacciamento richiedente manifesti la volontà di avvalersi o meno del c.d. "*switching* con riserva", che consiste nella facoltà di ritirare la richiesta di *switching* una volta note alcune informazioni relative al cliente finale in tema di morosità (presenza di richieste

di sospensione della fornitura) e di propensione al cambio di fornitore (numero di richieste di *switching* presentate).

Rimangono, invece, nella sfera di responsabilità dell'impresa distributrice sia l'attività di rilevazione e di messa a disposizione dei dati di misura e, transitoriamente, anche di quelli funzionali all'avvio della fornitura, sia l'esecuzione dei processi di energizzazione e di disalimentazione di un punto di prelievo, fermo restando l'obbligo di trasmissione al SII di alcuni esiti di tali prestazioni, affinché il SII possa procedere all'aggiornamento del Registro centrale ufficiale (RCU), nel quale sono censiti tutti i punti di prelievo e le informazioni funzionali alla gestione dei processi.

L'entrata in vigore della riforma è stata fissata all'1 maggio 2016, con riferimento ai clienti finali non domestici, inclusi quelli sottoposti alle procedure che saranno definite in esito al procedimento di cui alla delibera 271/2015/R/com (c.d. "tutela 2.0"). L'entrata in esercizio definitiva del nuovo processo nel SII è fissata all'1 giugno 2016. Inoltre, con la delibera 25 febbraio 2015, 73/2016/R/eel, l'Autorità, a complemento dell'implementazione delle disposizioni introdotte con l'anzidetta delibera 487/2015/R/eel, ha adottato alcune disposizioni che consentano la conclusione dell'intero processo di *switching* in tre settimane. In particolare, il provvedimento ha apportato modifiche e integrazioni alla regolazione previgente, funzionali alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, e ha introdotto anche norme in materia di *switching* per i clienti finali aventi diritto al servizio di salvaguardia.

Con l'obiettivo di completare la riforma dello *switching*, con la delibera 17 dicembre 2015, 628/2015/R/eel, l'Autorità ha ampliato il contenuto informativo dell'RCU, il quale sarà corredato da un insieme di informazioni che potranno essere inserite nelle seguenti categorie:

- dati relativi al punto di prelievo e alla sua localizzazione;
- dati relativi al cliente finale associato al punto di prelievo;
- dati di rilevanza commerciale e statistica;
- dati utili ai fini della gestione del *settlement*;
- dati utili ai fini dell'erogazione del bonus sociale;
- dati identificativi degli operatori associati al punto di prelievo;
- dati tecnici relativi al misuratore installato.

I nuovi dati censiti nell'RCU sono stati individuati al fine di semplificare la gestione del processo di *switching* nel SII, in particolare

in caso di risoluzione contrattuale e di attivazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia, nonché al fine di pervenire a una complessiva riorganizzazione delle modalità di messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla fatturazione del servizio di trasporto e del *settlement*, in maniera coerente rispetto alla sperimentazione avviata con le delibere 18 dicembre 2014, 640/2014/R/eel, e 402/2015/R/eel.

Con riferimento al settore del gas naturale, l'Autorità, con la delibera 6 agosto 2015, 418/2015/R/com, ha approvato le disposizioni relative alle prime implementazioni nell'ambito del SII, in particolare in tema di accreditamento delle controparti commerciali, di estensione del servizio di *pre-check* e di gestione, nell'ambito del SII, delle anagrafiche mensile e annuale. Con lo stesso provvedimento, inoltre, sono state introdotte modifiche alla procedura di accreditamento del venditore commerciale vigente per il settore elettrico.

Nello specifico, i principali interventi riguardano:

- la conferma dell'obbligo di accreditamento al SII dei venditori - iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali - in qualità di controparte commerciale del cliente finale, prevedendo che l'utente della distribuzione sia tenuto ad aggiornare la lista degli abbonamenti a seguito di *switching* o di attivazione di punti di riconsegna, qualora diverso dalla controparte commerciale del cliente finale;
- il riconoscimento, al richiedente, della facoltà di formulare una nuova richiesta di consultazione, qualora tale richiesta riguardi un punto per il quale manchino nell'RCU i dati relativi al codice fiscale o alla partita IVA del cliente finale;
- la messa a disposizione, tramite il SII, dei dati della c.d. "anagrafica mensile", relativi ai punti di prelievo, trasmessi agli utenti del servizio di distribuzione, ai sensi del *Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG), allegato alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas; in più, è stata prevista la messa a disposizione, a tutti gli utenti della distribuzione, di una funzionalità di interrogazione con la possibilità di accesso all'insieme dei dati rilevanti per i punti di riconsegna nella propria titolarità, con un dettaglio basato sullo stato del punto;
- la conferma dell'obbligo, per l'impresa di distribuzione, di comunicare al SII, a partire dall'1 febbraio 2016, gli esiti delle

procedure di *switching*, entro la fine del secondo giorno lavorativo antecedente il sestultimo del mese e, in caso di mancato rispetto di tale termine, l'obbligo di corrispondere all'utente un indennizzo automatico, decrescente con il ritardo, fino ad un importo massimo pari a 150 €.

Sempre con riferimento ai processi commerciali da implementare nell'ambito del SII, con il documento per la consultazione 20 novembre 2015, 559/2015/R/gas, l'Autorità ha illustrato le proprie proposte in merito alla regolazione del processo di voltura per il settore del gas naturale, in analogia a quanto disposto per il settore elettrico con la delibera 398/2014/R/eel.

Con la delibera 10 marzo 2016, 102/2016/R/com, facendo seguito al documento per la consultazione 559/2015/R/gas sopra detto, l'Autorità ha approvato la disciplina della voltura per il settore del gas confermando:

- il principio in base al quale il nuovo cliente finale, che intende acquisire la titolarità di un punto di prelievo attivo, deve richiedere la voltura alla preesistente controparte commerciale. Sia nel caso di accettazione della voltura sia nel caso di non accettazione, vengono individuate le modalità di esecuzione del processo, le verifiche che il SII deve effettuare, i contenuti dei flussi informativi, nonché le tempistiche di trasmissione delle comunicazioni da e verso tutte le parti interessate;
- l'obbligo sia per la preesistente controparte commerciale sia per l'eventuale nuova controparte di assolvere agli obblighi fissati in materia di verifica del titolo che attesti la proprietà, il regolare possesso o la regolare detenzione dell'unità immobiliare relativamente alla quale il nuovo cliente finale richiede la voltura (ai sensi dell'art. 5 del decreto legge 28 marzo 2014, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 maggio 2014, n. 80).

Inoltre, anche con riferimento al settore elettrico, è stata riformulata la definizione di voltura basata non più sul concetto di variazione dell'intestazione di un contratto esistente, ma di variazione della titolarità di un punto in capo a un cliente finale controparte di un contratto di fornitura.

Per quanto concerne la rilevazione e la successiva messa a disposizione, agli utenti della distribuzione interessati, dei dati di misura raccolti in occasione della voltura, in coerenza con le disposizioni approvate in tema di fatturazione di chiusura e con riferimento ai

punti non letti mensilmente con dettaglio giornaliero, la delibera prevede che:

- l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di attivazione contrattuale; in tutti i casi di indisponibilità della misura, il dato messo a disposizione deve essere stimato e validato;
- in caso di autolettura del cliente finale richiedente, comunicata già in fase di richiesta, la controparte commerciale deve trasmettere il dato di misura direttamente al SII nell'ambito della comunicazione funzionale all'attivazione della fornitura, insieme con le altre informazioni previste; in caso contrario, la controparte commerciale è tenuta a rendere disponibile l'autolettura del cliente finale all'impresa di distribuzione, per il tramite del proprio utente della distribuzione, entro un giorno lavorativo dal ricevimento o, se acquisita prima della comunicazione di attivazione contrattuale, entro il giorno lavorativo successivo alla data di attivazione indicata nella medesima comunicazione, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla regolazione in materia;
- l'impresa di distribuzione è tenuta a procedere alla validazione dell'autolettura ed a comunicarne l'esito, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla regolazione in materia, al più tardi entro il termine di messa a disposizione del dato di misura, fissato pari a cinque giorni lavorativi dalla data di attivazione contrattuale.

Con il documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 40/2016/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la modifica dell'attuale regolazione in materia di modalità e tempistiche di recesso dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas, al fine di allineare in entrambi i settori le tempistiche di recesso in caso di cambio fornitore con le nuove tempistiche di *switching* sopra richiamate. In particolare nel documento, che si riferisce al recesso dei clienti finali domestici, dei clienti finali in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori ai 200.000 S(m³)/anno, sono prospettati interventi relativamente:

- al termine di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso, prospettando che il preavviso debba giungere al venditore uscente entro il giorno in cui viene avviata la procedura di

switching; ciò comporta che il venditore consideri valido il recesso inviato con un preavviso di circa tre settimane;

- alle modalità per l'esercizio del diritto di recesso, al fine di valutare modalità alternative alla forma scritta e di prevedere che, anche con riferimento ai clienti non domestici, sia il venditore entrante ad effettuare la comunicazione del recesso del cliente all'esercente uscente. Al riguardo, nel documento si evidenzia l'intenzione di integrare, per entrambi i settori, la disciplina relativa al servizio di *pre-check*, stabilendo che il venditore, dopo la conclusione del contratto, possa verificare l'identità del venditore uscente cui inviare il recesso;
- ad ulteriori modifiche della disciplina del recesso per il settore elettrico, principalmente finalizzate a tenere conto dell'evoluzione dei regimi di tutela.

Interventi specifici del mercato al dettaglio – Terremoto in Emilia Romagna

Con la delibera 17 dicembre 2015, 627/2015/R/com, sono stati definiti i meccanismi di riconoscimento degli oneri della morosità relativi alla fornitura di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato alle popolazioni colpite dagli eventi del 20 e 29 maggio 2012 in alcune province dell'Emilia Romagna, della Lombardia e del Veneto. Tale delibera segue il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, in cui l'Autorità aveva formulato le proprie proposte per la definizione dei criteri di funzionamento e dei relativi aspetti procedurali del meccanismo di copertura per il riconoscimento dei crediti non riscossi oggetto di sospensione dei termini di pagamento, alla luce dei criteri già fissati dalla delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, come modificata dalla delibera 15 marzo 2013, 105/2013/R/com.

Nello specifico, relativamente al settore dell'energia elettrica e del gas, la menzionata delibera 627/2015/R/com ha individuato i criteri di ammissibilità degli oneri al meccanismo e ha stabilito le modalità di presentazione dell'istanza di partecipazione e le tempistiche di funzionamento.

Per quanto riguarda i criteri di ammissibilità, è stato previsto che l'esercente la vendita, per accedere al meccanismo di reintegrazione della morosità, debba documentare il rispetto delle condizioni di ammissibilità poste a garanzia dell'efficienza della gestione del credito e debba, altresì, dimostrare di avere rispettato gli obblighi in materia di fatturazione, di rateizzazione e di informativa al cliente.

Inoltre, è stato stabilito che siano ammessi al meccanismo gli oneri della morosità relativi ai crediti oggetto della sospensione, decorsi 24 mesi dalla scadenza dei termini di pagamento delle relative fatture, o delle singole rate, qualora il cliente finale non abbia rinunciato alla rateizzazione, comprendendo anche i crediti oggetto di rateizzazioni superiori ai 24 mesi previsti. Il provvedimento ha incluso, tra gli oneri oggetto di riconoscimento, anche gli eventuali oneri di cessione del credito, eventuali oneri relativi ad accordi transattivi o di ristrutturazione del debito col cliente finale e una quota degli oneri legali sostenuti in fase di recupero del credito. Sono state, altresì, definite

specifiche modalità di riconoscimento dei suddetti oneri di cessione, in coerenza con gli altri meccanismi di riconoscimento degli oneri della morosità previsti per i servizi di ultima istanza.

In merito alle modalità di presentazione dell'istanza di partecipazione e alle tempistiche di funzionamento, è stato fissato il termine massimo per la presentazione dell'istanza, che deve essere corredata sia di autocertificazioni inerenti alla veridicità e alla correttezza degli importi dichiarati, sia della relazione della società di revisione legale. Si rimanda al Capitolo 5 di questo Volume per gli interventi in materia relativi al settore idrico.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

A partire dalla data di prima pubblicazione sul sito internet dell'Autorità del Trova offerte (aprile 2009), il sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolto ai clienti finali (per una illustrazione esaustiva di detto sistema si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012), si è rilevata una media di oltre 1.100 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare, nel 2015 gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati circa 330.000, mentre i calcoli effettuati (visualizzazione della pagina dei risultati) sono stati circa 500.000.

Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2016, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo¹⁰, nelle maggiori città italiane sono state visualizzate per il servizio elettrico oltre 45 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 40 €/anno (-8,5%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 130

€/anno (-22%) rispetto all'offerta meno economica. Osservando la situazione a marzo 2015, la spesa annua associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore per circa 10 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore in confronto a quella di un anno fa (-29 €/anno a marzo 2015) e il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta anch'esso superiore in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2015 (-110 €/anno). Per il servizio gas, sono state visualizzate circa 30 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 106 €/anno (-8,6%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 190 €/anno (-14%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata a marzo 2015, la spesa annua associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore di circa 46 €. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2015 il potenziale risparmio risultava superiore rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-132 €/anno), ma inferiore rispetto all'offerta meno economica (-175 €/anno).

¹⁰ Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 S(m³)/anno.

La ricerca per offerte congiunte visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta lievemente superiore, di circa 12 €/anno, a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (questo divario era quasi nullo nel mese di marzo 2015), ma comunque inferiore di circa 135 €/anno (-7,8%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2015, il risparmio risultava pari a 163 €/anno).

Per entrambi i servizi, elettrico e gas, si conferma anche per il 2015 che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

L'Autorità ha attivato, sin dal luglio 2007, un servizio telefonico di informazione ai clienti finali dei settori elettrico e gas, relativamente ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie, presso lo Sportello, la cui gestione è affidata in avvalimento all'Acquirente unico, in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11. Attualmente lo Sportello opera sulla base della delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, e dei relativi progetti operativi. In particolare, il progetto per l'anno 2016 è stato approvato dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2015, 600/2015/E/com.

Con tale provvedimento, l'Autorità ha ritenuto necessario continuare ad assicurare, attraverso lo Sportello, la disponibilità ai clienti finali di energia elettrica e gas e ai *prosumers* (soggetti che sono al contempo produttori e clienti finali di energia elettrica) di uno sportello unico, come previsto dall'art. 7, comma 6, del decreto legislativo n. 93/11, oltre al trattamento efficace dei reclami di cui all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Le importanti novità normative e regolatorie, con entrata in vigore nel 2016, comportano, infatti, una conferma e un rafforzamento del ruolo informativo dello Sportello, in particolare tramite il *call center* e tramite la risposta ai quesiti scritti dei clienti finali.

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dello Sportello, dall'1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2015, si fa riferimento alle tavole 7.2 e 7.3. Confrontando i dati relativi all'anno 2015 con quelli

dell'anno 2014, si registra una diminuzione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 446.456 a 416.056 (con una diminuzione di circa il 7%), e di quelle effettuate al di fuori dell'orario di servizio, nonché un rialzo di quelle abbandonate senza la risposta dell'operatore. L'aumento di volume per tale canale è stato sin dall'inizio notevole e si è intensificato nel corso del 2015 (46% rispetto al 40% del 2014 sul volume totale delle chiamate). Il costo sostenuto dallo Sportello per questo servizio, seppure a fronte di una diminuzione (-6,9%) dei contatti complessivi in ingresso rispetto al 2014, registra, sempre rispetto al 2014, un aumento del 34,1% dei costi totali sostenuti, sia a causa dell'incremento delle chiamate da rete mobile (+6%), sia a causa della durata complessiva dei minuti di conversazione (+12,2%). Tale ultimo aumento è imputabile anche alla maggior complessità degli argomenti delle chiamate, in particolare relativamente al canale "mercati" e ai quesiti più frequenti presentati dai consumatori anche in tema di contratti e morosità, che hanno comportato tempi medi di conversazione più estesi.

I primi mesi del 2016 evidenziano un trend coerente, anche se in lieve riduzione, con l'ultimo trimestre del 2015.

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, il bonus gas (30%) ed elettrico (25%) e il mercato dell'energia (23%). Le telefonate con cui i clienti hanno richiesto notizie in merito ai propri reclami aperti presso lo Sportello sono state il 13%. Per quanto riguarda i nuovi canali informativi (*prosumers* e conciliazioni) avviati dal 2013, si segnala che nel 2015 la scelta del canale "conciliazioni", ossia le richieste su come risolvere una controversia in via extragiudiziale, ha registrato una prima lieve diminuzione dopo un trend di crescita lento ma costante.

La significativa diminuzione del canale "reclami" è stata accompagnata dall'aumento dei contatti sui canali "mercati" e "bonus gas".

Le variazioni registrate per il canale "bonus", in particolare nell'ultimo trimestre del 2015, sono dovute principalmente alla campagna di comunicazione promossa a novembre dal Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte), in collaborazione con Poste italiane, che ha previsto l'invio di circa 288.000 lettere, con le quali si è segnalato ai destinatari il mancato rinnovo delle domande di agevolazione tariffaria (bonus elettrico e gas) di cui avevano usufruito nel corso dell'anno precedente.

Si segnala, infine, che il decremento di chiamate registrato nel 2015 rispetto all'anno precedente è da ricollegare anche alla riduzione delle campagne di comunicazione tramite spot sui canali Rai.

TAV. 7.2

Chiamate pervenute al call center dello Sportello

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
				TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
I Trim. 2014	135.206	24.767	159.973	136.243	128.531	7.712	6.675	131	179
II Trim. 2014	107.814	21.355	129.169	104.664	99.189	5.475	8.625	121	185
III Trim. 2014	88.323	13.680	102.003	85.742	81.257	4.485	7.066	113	182
IV Trim. 2014	115.113	11.910	127.023	109.196	103.602	5.594	11.511	115	176
TOTALE 2014	446.456	71.712	518.168	435.845	412.579	23.266	33.877	120	181
I Trim. 2015	115.822	21.418	137.240	110.026	104.587	5.439	11.235	138	186
II Trim. 2015	98.510	21.773	120.283	94.010	88.856	5.154	9.654	156	180
III Trim. 2015	86.040	13.140	99.180	81.450	78.468	2.982	7.572	146	190
IV Trim. 2015	115.684	14.230	129.914	110.435	104.578	5.857	11.106	153	240
TOTALE 2015	416.056	70.561	486.617	395.921	376.489	19.432	39.567	148	199
I Trim. 2016	112.775	19.203	131.978	107.318	101.723	5.595	11.052	151	190
TOTALE	975.287	161.476	1.136.763	939.084	890.791	48.293	84.496	136	190

Fonte: Sportello.

TAV. 7.3

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	ASSICURAZIONE GAS	MERCATI	RECLAMI	PROSUMERS	CONCILIAZIONE
I Trim. 2014	30.970	27.625	4.864	-	19.813	37.572	2.429	5.258
II Trim. 2014	24.933	22.421	3.177	-	14.926	27.802	1.831	4.099
III Trim. 2014	20.399	20.460	2.361	-	12.396	20.915	1.349	3.377
IV Trim. 2014	26.821	26.116	3.043	-	17.261	24.547	1.648	4.166
TOTALE 2014	103.123	96.623	13.445	-	64.396	110.836	7.256	16.900
I Trim. 2015	29.969	27.319	3.461	-	24.112	13.834	1.628	4.264
II Trim. 2015	26.370	21.888	2.875	-	20.354	12.232	1.430	3.708
III Trim. 2015	22.123	19.880	2.264	-	18.918	10.577	1.299	3.406
IV Trim. 2015	34.178	25.897	2.958	-	24.087	11.644	1.604	4.210
TOTALE 2015	112.640	94.984	11.558	-	87.471	48.288	5.960	15.588
I Trim. 2016	30.304	24.613	3.533	-	24.705	12.318	1.666	4.585
TOTALE	246.066	216.219	28.536	-	176.572	171.442	14.882	37.073

Fonte: Sportello.

I primi mesi del 2016 confermano in sostanza tutti gli andamenti sopra illustrati. Riguardo all'attività svolta, il call center ha rispettato, anche nel corso del 2015, 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 naturale* - TIQV (in parte ulteriormente innalzati dal gennaio 2015), ottenendo i seguenti risultati:

TAV. 7.4

Livelli di servizio per il call center dello Sportello

	2014					2015					2016	Standard TIQV - dal 2015
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	
Accessibilità al servizio (AS) %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	>95%
Tempo medio di Attesa (TMA) sec.	131	121	113	115	120	143	156	146	153	150	151	<200 sec
Livello di servizio (LS) %	91%	92%	92%	90%	91%	90%	90%	91%	90%	90%	90%	>80%

Fonte: Sportello.

TAV. 7.5

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello

	2014					2015					2016
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Buono	83%	84%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	82%	83%	80%
Sufficiente	13%	12%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%
Negativo	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	6%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione ^(A)	40,0%	42,7%	41,2%	42,6%	41,6%	47,7%	48,0%	49,6%	50,0%	49,0%	49,0%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione ^(A)	89,7%	89,0%	88,5%	90,0%	89,3%	91,0%	88,0%	88,6%	90,2%	89,5%	88,0%

(A) Percentuale calcolata sul totale delle chiamate in orario di servizio.

Fonte: Elaborazione Sportello su dati Genesys - Rilevazioni "Mettiamoci la Faccia".

- accessibilità del servizio: 100% (standard minimo richiesto: > 95%);
- tempo medio di attesa: 150 secondi (standard minimo richiesto: < 200 secondi);
- livello di servizio: 90% (standard minimo richiesto: > 80%).

Rispetto all'anno precedente, risulta confermato il livello dell'accessibilità al servizio, mentre si registra un decremento dell'1% del livello di servizio, a causa del maggior tasso di abbandono delle chiamate da parte degli utenti che contattano lo Sportello da rete mobile.

L'aumento dei tempi medi di attesa, verificatosi all'inizio dell'anno e poi mantenutosi costante, è dovuto anche al fatto che, a seguito dell'avvio in esercizio del nuovo sito web dello Sportello, sono stati modificati due messaggi automatici dell'*Interactive Voice Response* (IVR): in particolare, un messaggio è stato cambiato per comunicare l'informativa inerente al trattamento dei dati personali (ex decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196); quello in chiusura del contatto è stato modificato al fine

di notificare all'utente la possibilità di consultare i contenuti del nuovo sito internet e di utilizzare i nuovi servizi offerti dal Portale clienti dello Sportello.

Per quel che riguarda la *customer satisfaction*, legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica per il periodo 1 gennaio 2015 - 31 dicembre 2015, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'83% dei casi, sufficiente nel 13% dei casi e non soddisfacente nel 4% dei casi (valutazione espressa dal 49% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio).

I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato e in aumento il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa, superiore al tasso medio delle altre amministrazioni partecipanti alla stessa, relativamente ai servizi telefonici (12%).

I dati inerenti ai livelli di servizio del *call center* dello Sportello e all'iniziativa "Mettiamoci la faccia" del 2015 sono in pratica confermati anche per il primo trimestre 2016, salvo un lieve incremento delle valutazioni negative (Tav. 7.4).

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

Protocolli di intesa stipulati dall'Autorità

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni 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 del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma e aggiorna gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune.

La realizzazione di specifiche attività, tese a perseguire gli obiettivi indicati nel Protocollo di intesa, è stata sviluppata nel quadro dei progetti a vantaggio dei consumatori, finanziati, come previsto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008), mediante le risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, che confluiscono nel Fondo sanzioni. Le associazioni dei consumatori sono state, inoltre, ripetutamente coinvolte nelle attività di consultazione, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici.

L'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità della liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale (per i dettagli si veda la *Relazione Annuale 2014*).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2015 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; la disponibilità di nuove risorse acquisite in corso d'anno al Fondo ha, inoltre, consentito all'Autorità di formulare

nuove proposte relative ad attività da realizzare a partire dal 2016. Per quanto riguarda i progetti realizzati nel corso del 2015, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità e già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, le attività hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, del valore massimo di 185.000 €, è finalizzato a promuovere l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza prestata dalle associazioni di consumatori, ed è stato avviato contestualmente all'attivazione del Servizio medesimo (aprile 2013), con durata fino a tutto il 2016. Il progetto comporta l'erogazione di contributi forfetari a copertura dei costi sostenuti dalle associazioni di consumatori per l'attività di orientamento e assistenza al consumatore, fino alla compilazione della richiesta di attivazione di una procedura di conciliazione che risulti ammessa dal Servizio, e per l'attività di mediazione con rappresentanza del consumatore nello svolgimento di procedure concluse positivamente. A partire dall'avvio del progetto e fino al 31 marzo 2016, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per oltre 60.000 €, in relazione a 1.058 procedure conciliative concluse positivamente;
- il sostegno alle procedure di conciliazione c.d. "paritetica", previste da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita (progetto PCS). Il progetto, del valore massimo di 100.000 €, è finalizzato a garantire la copertura dei costi sostenuti dalle associazioni medesime mediante l'erogazione di contributi forfetari per le conciliazioni concluse positivamente. Per l'anno 2015 sono state rendicontate 977 procedure conciliative concluse positivamente, con l'erogazione complessiva di contributi per oltre 41.000 €;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS – "Energia: diritti a viva voce"). Il progetto ha lo scopo di promuovere una rete di punti di contatto (sportelli

territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire a questi informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico e gas, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Il progetto, avviato nel 2012, è stato riformulato per l'anno 2015, impegnando risorse per un importo massimo complessivo pari a 390.000 €. Rispetto agli anni precedenti, per il 2015 è stata prevista l'attivazione di 22 sportelli territoriali, con una migliore specificazione del loro ruolo sia come rete interconnessa sia come riferimento per altri punti di contatto delle associazioni e per lo sviluppo di soluzioni informatiche, al fine di rendere sempre più accurate la registrazione e la rendicontazione delle attività svolte;

- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFA), del valore massimo di 140.000 €. Il progetto copre gli anni 2015 e 2016 e comprende tutte le attività volte a 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 e gas, svolte nell'ambito degli altri progetti finanziati o da finanziare mediante il Fondo sanzioni (operatori degli sportelli qualificati, personale che opera nell'ambito delle procedure conciliative), nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Il progetto comporta la realizzazione di almeno dieci corsi della durata minima di 14 ore, da svolgersi in modalità residenziale, e-learning o mista; di questi, tre corsi sono stati completati nel terzo trimestre del 2015 e i rimanenti sette sono distribuiti nel primo semestre del 2016;
- la promozione dell'accesso al bonus elettrico e gas da parte degli aventi diritto (progetto PAB – "Bonus a sapersi"). Il progetto, del valore massimo complessivo di 180.000 €, prevede la realizzazione sull'intero territorio nazionale, nel biennio 2015-2016, di almeno 60 incontri pubblici, rivolti agli operatori di istituzioni, enti e organizzazioni senza fini di lucro, che operano con finalità assistenziali a livello locale, dedicati all'informazione sul regime dei bonus e all'illustrazione delle modalità operative e procedurali per richiederne l'attivazione o la conferma.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative a ulteriori attività da realizzare a partire dal 2016. Le nuove proposte sono state formulate in coerenza con quanto disposto dall'art. 30-*quater* del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto

2014, n. 116, il quale ha esteso le finalità del Fondo sanzioni, prevedendo che le relative risorse siano destinate anche al finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori del servizio idrico integrato. In particolare, con i decreti 22 dicembre 2015 il Ministro dello sviluppo economico ha approvato le proposte formulate dall'Autorità, rispettivamente, con le delibere 3 luglio 2015, 314/2015/E/com, e 11 dicembre 2015, 599/2015/E/com, relative:

- alla riorganizzazione e all'integrazione, sulla base di un programma di durata triennale (2016-2018), delle attività di formazione del personale delle associazioni di consumatori rappresentative a livello nazionale in merito ai servizi regolati dall'Autorità (progetto PFR), prevedendo l'avvio, a partire dal primo anno, di nuove attività di formazione specificamente dedicate al servizio idrico integrato e, a partire dal 2017, di ulteriori attività di formazione in materia di servizi elettrico e gas, in continuità con le attività del progetto PFA;
- alla riformulazione, per l'anno 2016, delle attività di sostegno alle conciliazioni paritetiche (progetto PCS), estese alle procedure relative al servizio idrico integrato. La riformulazione dei contenuti del progetto è stata operata alla luce delle modifiche al decreto legislativo 6 settembre 2006, n. 205 (Codice del consumo), introdotte con il decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130 (ADR per i consumatori), e limita l'erogazione del contributo alle procedure con esito positivo, che soddisfano i requisiti previsti dalla nuova normativa;
- al rafforzamento, per il 2016, della rete di punti di contatto territoriali qualificati delle associazioni di consumatori (progetto PQS). Il progetto comporta, in particolare, l'incremento del numero di sportelli territoriali qualificati, dai 22 operativi nel 2015 ai 26 finanziati per il 2016. È prevista l'estensione dell'attività al servizio idrico integrato, in seguito al completamento dei relativi corsi di formazione da parte del personale delle associazioni, operativo nei punti di contatto;
- alla realizzazione, nel corso del 2016, di una campagna informativa finalizzata a promuovere l'accesso ai bonus elettrico e gas da parte dei consumatori in condizioni di disagio economico, che comporta l'invio di apposite comunicazioni individuali ai soggetti che, pur avendo diritto ai bonus, non ne fruiscono. L'invio delle comunicazioni sarà ripartito in due distinte fasi, in modo da intercettare con la seconda anche i consumatori che non abbiano rinnovato la relativa domanda in corso d'anno.

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

Semplificazione della disciplina della qualità dei servizi telefonici

Dall'1 gennaio 2015 sono entrate in vigore le modifiche alla disciplina della qualità dei servizi telefonici, approvate con la delibera 580/2014/R/com. Tali modifiche riguardano: gli obblighi di servizio e gli standard generali che devono essere rispettati da tutte le imprese con almeno 10.000 clienti, nonché il meccanismo di punteggi in base alle caratteristiche dei *call center* e delle performance che terminavano con la graduatoria della qualità dei servizi telefonici.

Gli standard generali e gli obblighi del servizio sono stati rivisti e aggiornati, al fine di tenere conto sia dell'evoluzione dei mercati, sia dei miglioramenti conseguiti, oltre che per garantire la tutela dei clienti. Il monitoraggio della qualità percepita del servizio, da parte dei clienti che utilizzano effettivamente i servizi telefonici, tramite l'indagine demoscopica semestrale sui *call center* effettuata dall'Autorità presso le aziende di vendita con più di 50.000 clienti, è stato confermato, riservando però la partecipazione alle aziende con almeno 400 chiamate/giorno. Il monitoraggio garantisce la verifica costante della qualità dei servizi telefonici e mira a evitare possibili fenomeni di peggioramento del servizio, continuando a comprendere, fra le imprese sottoposte alle Indagini, anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela.

La graduatoria dei *call center*, pubblicata fino al secondo semestre del 2014, ha offerto, sin dal 2008, una valutazione comparativa ma sintetica dei servizi dalle singole aziende di vendita e ha rappresentato uno stimolo al miglioramento basato sulle performance

effettive registrate dalle maggiori aziende di vendita, ma non risultava più adatta a rappresentare la varietà degli strumenti di contatto messi a disposizione dei clienti. La graduatoria, che era incentrata tipicamente sulle performance dei *call center*, è stata dunque sostituita da un rapporto annuale caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, ricomprendendo anche altri strumenti di contatto e *customer care*, messi a disposizione della clientela, che i venditori hanno sviluppato con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

Il rapporto annuale, rispetto ai punteggi sintetici della graduatoria dei *call center*, comprende una serie di informazioni più articolate e complete. Oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali, fornisce informazioni individuali sul rispetto degli obblighi di servizio e degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione e i risultati nel complesso delle due Indagini semestrali svolte nel 2015. Mette, inoltre, in evidenza 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 l'ampia gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Stato dei servizi

La tavola 7.6 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Le figure 7.2 e 7.3 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 2015.

TAV. 7.6

Standard generali di qualità dei call center

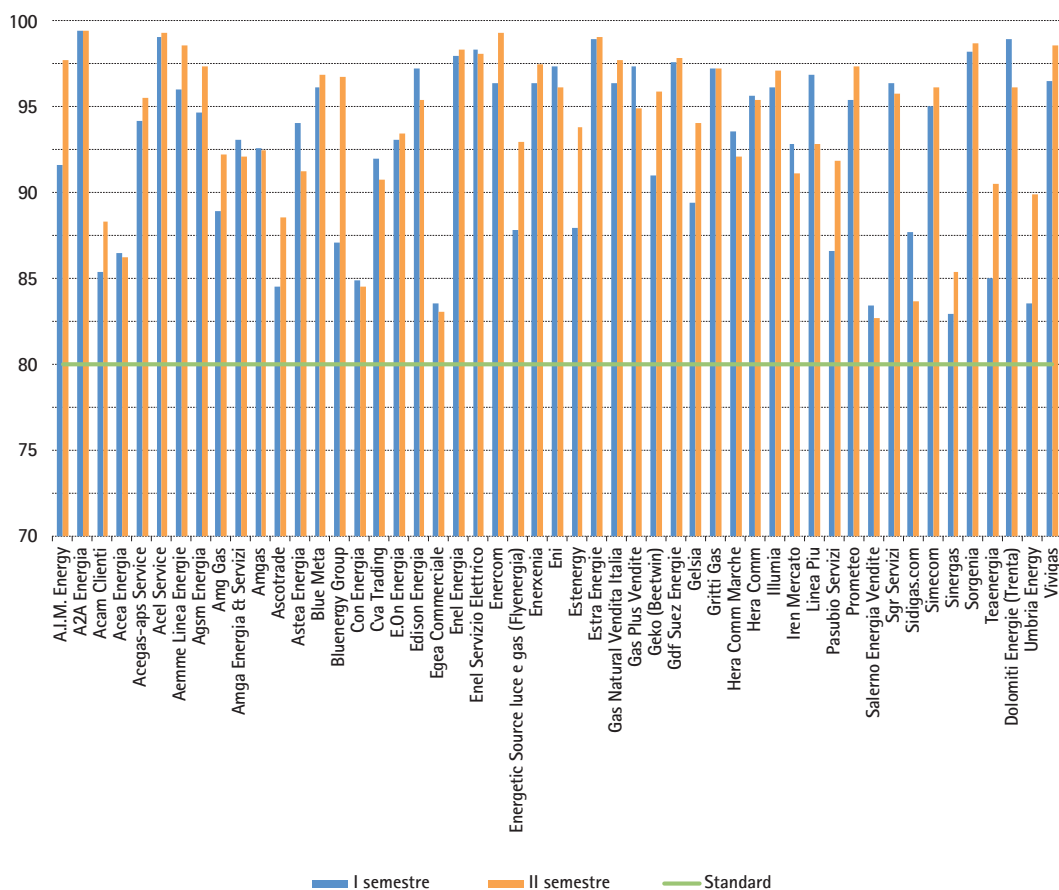
INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD (DALL'1 GENNAIO 2015)
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	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.	≤ 200 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	≥ 80%

Fonte: TIQV.

FIG. 7.2

Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2015)

Livello di servizio (minimo 80%)



Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

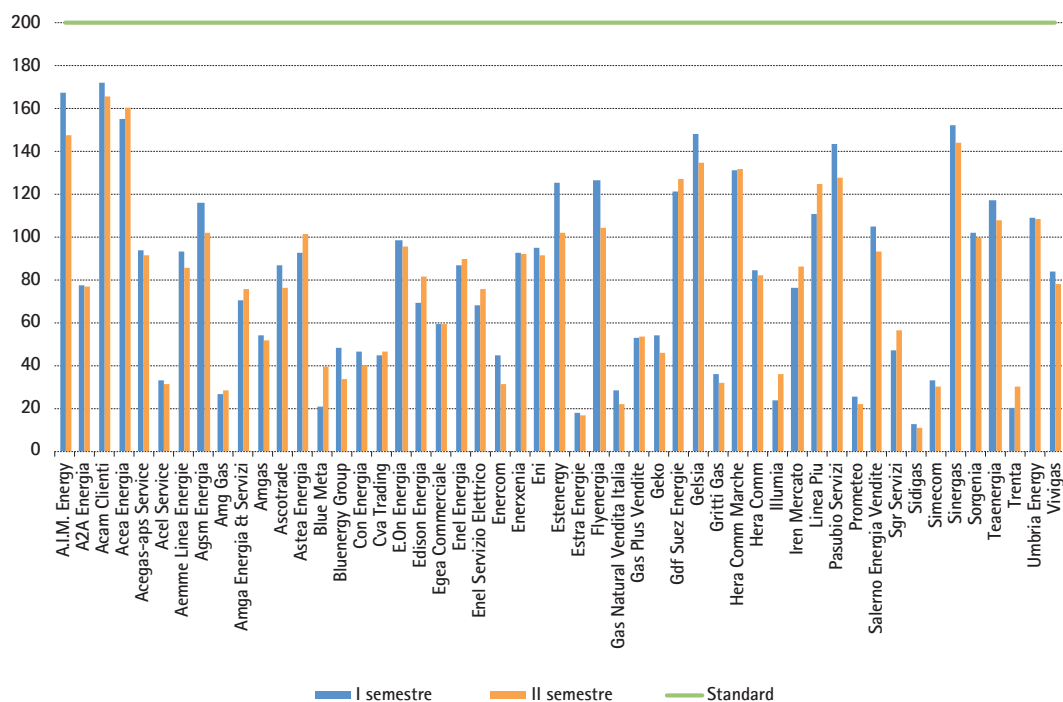


FIG. 7.3

Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2015)

Tempo media di attesa

Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute

Nel corso del 2015, complessivamente, i bonus erogati sono stati pari a 1,1 milioni, comprendendo sia i bonus elettrici (per disagio economico e per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita) sia i bonus gas.

I bonus corrisposti ai clienti di energia elettrica e gas in stato di disagio economico sono cumulabili tra loro, come è cumulabile l'agevolazione riconosciuta ai malati in gravi condizioni di salute e, a conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, circa il 68% delle famiglie che hanno usufruito del bonus elettrico ha richiesto anche il bonus gas.

Per l'anno 2015 va sottolineato che, come effetto dell'introduzione delle nuove modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione

economica equivalente (ISEE), si è registrata una riduzione consistente nel numero di domande di bonus presentate (Tav. 7.7).

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159, ha istituito, infatti, una nuova modalità di calcolo dell'ISEE, volta a rendere più corretta la misurazione della condizione economica delle famiglie e a migliorare l'equità nell'accesso alle prestazioni sociali, rafforzando la lotta contro gli abusi, che in passato hanno comportato indebite fruizioni di prestazioni e agevolazioni.

È stato, inoltre, sancito il principio secondo cui la certificazione ISEE scade sempre il 15 gennaio: pertanto, le prestazioni sociali richieste dall'inizio del mese di gennaio devono essere corredate da una nuova dichiarazione ISEE, valida per l'anno per il quale si richiede l'agevolazione.

TAV. 7.7

Clienti titolari di bonus elettrico nel 2014 e nel 2015

	BONUS PER DISAGIO ECONOMICO	BONUS PER DISAGIO FISICO	TOTALE ELETTRICO	BONUS PER DISAGIO ECONOMICO GAS
2015	622.151	28.267	650.418	448.496
2014	933.273	26.134	959.407	624.233
Flessione %	-33,3	+8,1	-32	-28

Fonte: SGAtc.

TAV. 7.8Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2015 per area geografica^(A)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO	145.509	104.614	105.899	206.531	87.765
%	22,3	16	16,2	32	13,5
GAS	125.818	90.789	84.659	120.852	26.378
%	28	20	19	27	6
GAS/ELT %	86	87	80	59	30

(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.

Fonte: SGAtc.

Poiché la presentazione delle nuove domande di bonus o di quelle di rinnovo avviene in maniera continuativa per tutto l'anno, l'Autorità è intervenuta con tre successive determine¹¹, al fine di superare le criticità causate dal combinato disposto delle norme introdotte dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri n. 159/13, e di quelle del *Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti disagiati per la fornitura di energia elettrica e gas* (TIBEG), approvato con la delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, in ordine ai limiti temporali associati alla presentazione delle domande di rinnovo. Le determinate citate sono intervenute sui termini per la presentazione delle domande di rinnovo, prorogandoli con l'obiettivo di mantenere la continuità nell'erogazione della prestazione agevolata anche nel nuovo contesto.

La riduzione del numero delle domande non è, pertanto, dovuta a criticità nel corretto funzionamento della procedura relativa ai

bonus, ma a un più generale effetto di riduzione della presentazione delle dichiarazioni sostitutive uniche (DSU), attestato anche dai dati resi disponibili dal Ministero del lavoro e delle politiche sociali¹².

In termini di allocazione geografica, nel 2015 i clienti con un'agevolazione in corso sono ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 7.8.

Nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico, che usufruiscono anche del bonus gas, sono meno numerosi di quelli nelle aree Nord. Nell'area Sud e Isole, meno della metà delle famiglie ha richiesto il bonus elettrico e quello gas; tale rapporto sale all'87% nell'area Nord-Est e all'86% nell'area Nord-Ovest.

Va anche rilevato che, rispetto ai dati del 2014, le macroaree Sud e Isole riducono la propria incidenza per entrambi i settori, passando la macroarea Sud, nel caso dell'elettrico, dal 36,1% al 32% e, nel caso del gas, dal 31,4 al 27%, mentre le Isole passano dal 16,5% al 13%, nel caso dell'elettrico, e dall'8,2% al 6%, nel caso del gas.

¹¹ Determina 22 gennaio 2015, 1/2015 - DCCA, recante *Misure transitorie per la richiesta di rinnovo del bonus sociale per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale*; determina 20 marzo 2015, 4/2015 - DCCA, recante *Proroga delle misure transitorie per le richieste di rinnovo del bonus sociale di cui alla determina 1/DCCA - 2015*; determina 28 ottobre 2015, 9/2015 - DCCA, recante *Misure transitorie per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus sociale per le forniture di energia elettrica e di gas naturale nei mesi di gennaio e febbraio 2016*.

¹² Ministero del lavoro e delle politiche sociali, *Quaderni della ricerca sociale flash*, nn. 33, e 35 del 2015 e 36 del 2016.

	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA		
	DISAGIO ECONOMICO	1-2	3-4	OLTRE 4
2012	100	44,5	39,7	15,8
2013	100	44,7	39,4	15,9
2014	100	44,5	39,7	15,8
2015	100	42,2	39,8	18,0

Fonte: SGAt.

DESCRIZIONE	2012	2013	2014	2015	2016
Numerosità familiare 1-2 componenti	63	71	72	71	80
Numerosità familiare 3-4 componenti	81	91	92	90	93
Numerosità familiare oltre 4 componenti	139	155	156	153	153

Fonte: AEEGSI.

Bonus elettrico

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 fino al 31 dicembre 2015, il numero di famiglie che ha ottenuto per almeno un anno il bonus elettrico risulta essere di circa 2,4 milioni, per oltre il 50% localizzate nelle macroaree Sud e Isole.

Le famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico nel corso del 2015 rappresentano il 2,47% nel Centro e il 4,12% nel Sud, rispetto al totale delle famiglie censite dall'Istat nella relativa area geografica.

Per quanto concerne il numero dei componenti familiari, si evidenzia: i) per le famiglie con 1-2 componenti un incremento dell'1,5% rispetto al 2014; ii) per le famiglie con 3-4 componenti una presenza stabile rispetto all'anno precedente; iii) per le famiglie numerose¹³, ossia quelle con almeno quattro figli fiscalmente a carico, un incremento dello 0,7% rispetto al 2014.

Queste ultime, nel corso del medesimo anno, hanno fatto registrare un'incidenza media sul totale delle famiglie agevolate del 3,3%, a fronte di un valore medio registrato negli anni precedenti pari al 2,6%.

Il valore del bonus è pari a uno sconto di circa il 20% della spesa media, al netto delle imposte, di una famiglia tipo differenziata per numero di componenti; esso viene aggiornato ogni anno contestualmente

TAV. 7.9

Famiglie per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico)

TAV. 7.10

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico
€/anno per punto di prelievo

al primo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura per i clienti domestici in regime di tutela. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 7.10. Per quanto riguarda i valori 2016, l'incremento che si registra nel valore del bonus elettrico, relativo alle famiglie composte da uno/due componenti e da tre/quattro componenti, va attribuito alla decisione assunta dall'Autorità, con la delibera 582/2015/R/com, di controbilanciare transitoriamente, nelle more di un prossimo intervento del legislatore di revisione del bonus sociale, l'effetto dell'introduzione delle nuove tariffe di distribuzione per i clienti domestici elettrici di cui al Capitolo 2 di questo Volume, al fine di assicurare che non vengano penalizzati i clienti in condizioni di disagio economico. La citata delibera, in coerenza con gli obiettivi di protezione fissati dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, al punto 8 stabilisce infatti che:

«a) l'entità della compensazione sia tale da controbilanciare completamente gli incrementi di spesa annua eventualmente derivanti tra il quarto trimestre 2015 e il primo trimestre 2016 dalle disposizioni di cui al precedente punto 1¹⁴;

b) l'entità della compensazione sia in ogni caso non inferiore a quella vigente nell'anno 2015».

¹³ La definizione di famiglia numerosa è contenuta nell'art. 3, comma 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

¹⁴ Il punto 1 della delibera 582/2015/R/com dà attuazione all'art. 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14.

TAV. 7.11

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2015

€/anno per punto di prelievo

	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
€/ANNO PER PUNTO DI PRELIEVO			
Ammontare del bonus (fino a 3 kW residente)	175	288	417
Ammontare del bonus oltre 3 kW (da 4,5 kW in su)	410	519	628

Fonte: AEEGSI.

TAV. 7.12

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico

	2014			2015		
	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	69,2%	11,6%	10%	65,8%	13,6%	11,3%
Da 4,5 kW	6,0%	1,4%	1,8%	5,8%	1,6%	1,9%

Fonte: SGAtc.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente AS, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico; il Conto è stato alimentato nel tempo anche da una quota del Fondo sanzioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

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 2015 erano 28.267.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 7.11) 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 giornaliero.

Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste, che sono poi ulteriormente differenziate al fine di considerare la potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

Dalla tavola 7.12, si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico. Nel corso del 2015 si è assistito ad un incremento delle fasce che includono clienti con

un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature rispetto al dato registrato nel 2014.

Bonus elettrico e Carta acquisti

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 venisse attuata automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAtc), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2015, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 22.520, con un incremento dell'11% rispetto all'anno precedente. Tuttavia, nel complesso, questa modalità automatica di accesso ha evidenziato numerose criticità, che emergono con evidenza se si considera il rapporto tra le domande presentate e le domande andate a buon fine. In particolare, nel 2015 in media solo il 59% delle domande inoltrate dall'INPS è stato ammesso dal sistema e, sempre in media, il 65% delle stesse domande è stato poi validato dai distributori.

	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA	
		FINO A 4	OLTRE 4
2012	100	83,6	16,4
2013	100	83,6	16,4
2014	100	83,6	16,4
2015	100	81,4	18,6

Fonte: SGAté.

	2014	2015
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	17%	16,8%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83%	83,2%

Fonte: SGAté.

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI		2016 ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	31	31	31	31	31
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	74	91	120	150	189
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	49	49	49	49	49
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	103	133	175	213	274

Fonte: AEEGSI.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2015 le famiglie che hanno usufruito nel corso dell'anno del bonus gas per disagio economico risultano pari a 448.496. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono più di 1,4 milioni.

La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione gas evidenzia come, rispetto alla ripartizione geografica rinvenibile nel settore elettrico, acquisisca maggior rilevanza l'area Nord-Ovest, mentre, in ragione della non metanizzazione della Sardegna, si riduce il peso delle Isole.

TAV. 7.13

Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)

TAV. 7.14

Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas

TAV. 7.15

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico

(€/anno per punto di riconsegna)

I nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico si ripartiscono, nel 2015, a seconda del numero dei componenti familiari, con peso più rafforzato, rispetto agli anni precedenti e, in analogia con quanto verificato per il settore elettrico, dei nuclei con oltre quattro componenti (Tav. 7.13).

Le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (49%), D (26%) e C (20%) e le forniture individuali rappresentano il 95,4% del totale delle forniture gas agevolate.

Infine, rispetto al 2014, non si sono registrati significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo, in cui mantiene una forte dominanza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (83%) (Tav. 7.14).

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 di misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_r, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici.

Ai fondi raccolti a valere sui clienti, si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas, per l'anno 2016, sono riportati nella tavola 7.15, che evidenzia, come per il settore elettrico, che il valore della compensazione è definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Segnalazione, misure ulteriori e meccanismi di comunicazione tra gli operatori

Successivamente alla segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, l'Autorità ha sottoposto alla Presidenza del Consiglio dei ministri e ai ministri competenti la segnalazione 18 giugno 2015, approvata con la delibera 287/2015/I/com, che richiama integralmente le proposte già presentate nel 2014 e le completa sui seguenti aspetti:

- criteri di ridefinizione del bonus sociale elettrico per i clienti in disagio economico;
- compensazione degli ulteriori consumi elettrici per i clienti senza bonus gas;
- semplificazione nella individuazione della fornitura da agevolare.

Inoltre, vengono svolte alcune considerazioni in merito a una possibile revisione delle soglie ISEE di accesso.

Per una disamina più approfondita dei contenuti della segnalazione, si rinvia al Capitolo 1 di questo Volume.

Con la delibera 19 giugno 2014, 285/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a identificare misure di tutela ulteriori destinate ai soli clienti titolari di bonus, cui hanno fatto seguito due documenti per la consultazione.

Con la pubblicazione del documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 468/2014/R/com, sono stati illustrati i primi orientamenti dell'Autorità in merito a:

- nuove possibilità di rateizzazione delle fatture per tutti i clienti titolari di bonus, al fine di prevenirne la morosità;

- nuove modalità di attribuzione del bonus gas in fattura, per agevolare il pagamento di quelle particolarmente onerose;
- misure volte ad aiutare i clienti finali a scegliere l'offerta che minimizza la spesa.

Successivamente alla pubblicazione del primo documento per la consultazione, anche in considerazione delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, l'Autorità ha pubblicato il secondo documento per la consultazione, 30 luglio 2015, 388/2015/R/com, nel quale sono state riproposte solo alcune delle misure presentate nel primo documento, ed è stata inserita una nuova proposta per facilitare il pagamento delle fatture per i titolari di bonus con contratto stipulato nell'ambito del libero mercato.

In particolare, il documento ha proposto due differenti opportunità di pagamento rateale: uno con il quale si estendono gli obblighi di rateizzazione nei casi di fatture anomale - già in essere per i clienti serviti in condizioni di tutela - ai clienti bonus serviti nel mercato libero; l'altro relativo alla rateizzazione del corrispettivo, a fronte di morosità del cliente finale titolare di bonus.

Inoltre, il documento ha illustrato una nuova possibile modalità di erogazione del bonus gas, introducendo la stagionalizzazione del calcolo del *pro die*, con il quale viene attribuito in bolletta il bonus, nel caso di utilizzo del gas a fini di riscaldamento e produzione di acqua calda (categoria ACR), per rendere meno onerose le fatture.

A seguito del processo di consultazione, l'Autorità ha emanato la delibera 4 dicembre 2015, 584/2015/R/com, di approvazione di misure ulteriori di tutela per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico e/o gas.

Con tale provvedimento, l'Autorità ha limitato gli interventi regolatori alle misure che non interferiscono direttamente con le modalità di erogazione o di definizione del bonus, ma che si limitano a facilitare il pagamento delle fatture di clienti economicamente disagiati.

Il provvedimento ha, pertanto, ampliato l'area di tutela limitatamente ai clienti la cui situazione di disagio economico e/o fisico sia attestata dall'assegnazione del bonus, ponendo in essere misure che non comportino significative distorsioni del buon funzionamento del mercato, anche nel rispetto delle indicazioni della Commissione europea sul tema della povertà energetica.

Per quanto concerne, infine, il miglioramento dei meccanismi di comunicazione tra gli operatori, per la corretta e tempestiva

erogazione del bonus ai clienti finali, l'Autorità è intervenuta con la determina, 22 maggio 2015, 10/2015 - DMEG, *Approvazione di disposizioni in tema di standardizzazione dei flussi informativi scambiati tra imprese di distribuzione e venditori ai sensi del TIBEG*.

I venditori lamentavano alcune criticità connesse alla mancanza di flussi standardizzati, tali da rendere immediatamente identificabili i punti da agevolare, con la conseguente erogazione del bonus in bolletta.

A seguito del lavoro svolto da un apposito gruppo di lavoro, sono state discusse le proposte in tema di omogeneizzazione dei formati utilizzati dai distributori, nonché quelle relative al canale di trasmissione dei dati inerenti ai clienti agevolati, ed è stato emanato il provvedimento citato.

La menzionata determina ha così stabilito, all'art. 10.3 del TIBEG, che i distributori forniscano ai venditori una serie di informazioni sui punti di consegna e riconsegna da agevolare.

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

L'Autorità è tenuta ad assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica, avvalendosi dell'Acquirente unico; è tenuta, inoltre, a vigilare affinché vengano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori, di cui all'Allegato I delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/

CE, secondo quanto è stato previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Lo Sportello è lo strumento con il quale l'Autorità assicura il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei *prosumers*.

Nella figura 7.4 è illustrato l'andamento storico dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010; il grafico evidenzia, nell'ultimo anno, una riduzione

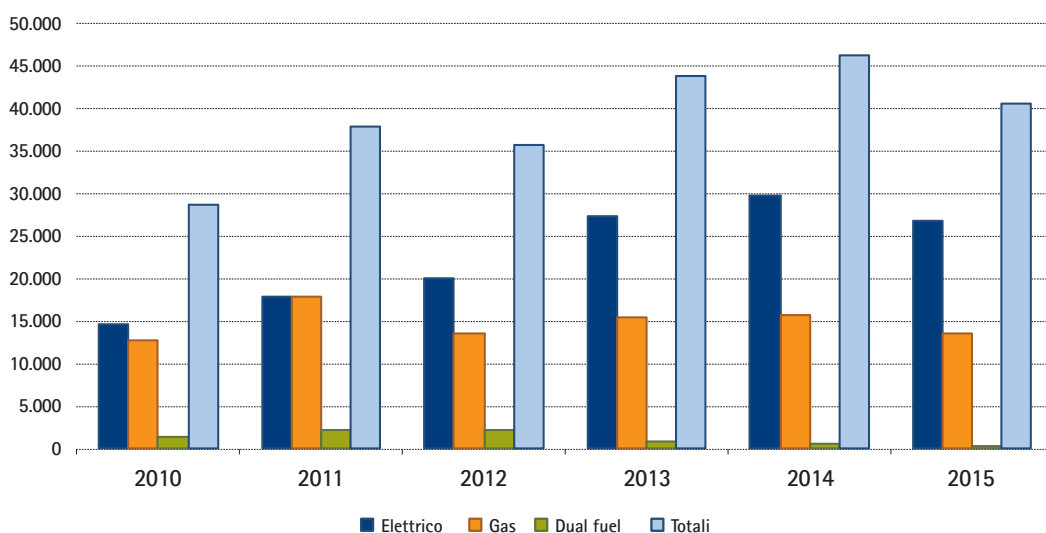


FIG. 7.4

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello

Fonte: Sportello.

TAV. 7.16

Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore

TIPO CLIENTE	2014					2015					2016
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	II TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Domestico	79%	77%	78%	78%	78%	77%	75%	74%	76%	76%	79%
Domestico+ Non domestico	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Non domestico	21%	23%	22%	22%	22%	22%	25%	26%	24%	24%	21%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Sportello.

		TOTALE CASI PER SETTORE			
		DUAL FUEL	ELETTRICO	GAS	TOTALE
2014	I Trim.	1%	64%	35%	100%
	II Trim.	1%	65%	34%	100%
	III Trim.	1%	65%	33%	100%
	IV Trim.	1%	64%	35%	100%
2015	I Trim.	1%	66%	33%	100%
	II Trim.	0%	67%	33%	100%
	III Trim.	0%	68%	32%	100%
	IV Trim.	0%	64%	36%	100%
2016	I Trim.	0%	62%	38%	100%

Fonte: Sportello.

del 12% (da 46.323 a 40.775), che potrebbe essere legata al miglioramento di alcuni processi nel mercato *retail* e a un maggior numero di problematiche che si risolvono al primo livello di reclamo presso l' esercente. Come risulta dalla tavola 7.16, i clienti che si rivolgono allo Sportello sono in prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato continua a essere quello elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

L'1 gennaio 2015 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello, a seguito dell'adozione della delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com.

Per quanto riguarda le novità introdotte nel regolamento, con particolare riferimento alle modalità di presentazione dei reclami e ai canali di contatto con lo Sportello, a partire dall'1 gennaio 2015 è stato previsto, per le associazioni dei clienti finali non domestici, per i professionisti delegati dal cliente finale o dal *prosumer* e per le associazioni dei consumatori, l'obbligo di presentare i reclami mediante modalità telematiche, anche al fine di contrastare il fenomeno dei reclami irregolari o incompleti.

Il sito web dello Sportello (www.sportelloperilconsumatore.it), da cui si accede al Portale clienti, è on line dal 5 agosto 2015. Il Portale clienti consente ai clienti finali/*prosumers* o ai loro delegati di ricevere tutte le informazioni utili per ottenere supporto dallo Sportello

nella risoluzione dei reclami verso i propri fornitori di elettricità e gas e di gestire totalmente on line le proprie richieste, a seguito dell'attivazione dell'account sul Portale. Nel sito dello Sportello è disponibile un *tutorial*, a supporto degli utenti del Portale, che fornisce tutte le indicazioni ed evidenzia i punti di attenzione per il miglior utilizzo dell'applicativo.

Con riferimento alle tempistiche e alle modalità di risposta degli esercenti e del Gestore dei servizi energetici (GSE) alle richieste di informazioni dello Sportello, dai dati riferiti al primo e al secondo semestre 2015 si rileva un complessivo miglioramento della qualità delle risposte degli operatori. Al contempo sono stati individuati 105 casi in cui, a seguito di risposta non esaustiva dell' esercente alla richiesta dello Sportello, il cliente ha ricevuto un indennizzo automatico.

Relativamente alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*, sono stati pubblicati, nel sito web dello Sportello, i livelli di qualità previsti dal progetto e raggiunti, nonché i risultati delle rilevazioni della *customer satisfaction* relativa alla gestione dei reclami. Lo Sportello ha rispettato in gran parte gli obiettivi fissati.

Nel 2015 si è registrata un'adesione del 3,1% dei circa 15.000 clienti invitati alla breve intervista on line, per un totale di 460 clienti che hanno espresso il proprio giudizio in merito al servizio fornito dallo

TAV. 7.17

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre del 2016

	2014		2015		I TRIM. 2016	
	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	26.560	42.448	23.316	36.734	6.080	10.268
Richieste di informazioni	3.280	3.875	3.523	4.041	1.105	1.264
TOTALE COMUNICAZIONI	29.840	46.323	26.839	40.775	7.185	11.532

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

Sportello. Il tasso di adesione è in linea con la media registrata nel 2014 dalle altre Amministrazioni pubbliche per i servizi web. Il giudizio espresso dai clienti sull'operato dello Sportello indica che, complessivamente, l'82% è soddisfatto, mentre il 18% non risulta del tutto soddisfatto, anche in relazione al contenuto della risposta ricevuta, poiché talvolta la richiesta del cliente non può essere accolta in base alla regolazione vigente.

Ai sensi del proprio regolamento, lo Sportello trasmette all'Autorità i reclami che, in seguito all'espletamento delle attività di propria competenza, devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95, e segnala eventuali criticità emergenti nel trattamento degli stessi.

Nel corso del 2015 sono stati trasmessi 53 fascicoli relativi ai reclami da valutare e 15 segnalazioni di criticità nei servizi, che sono stati gestiti dagli Uffici fino alla risoluzione delle problematiche (per lo più fondate) sottese ai reclami.

Inoltre, sulla base delle segnalazioni e dell'esame dei singoli casi, gli Uffici dell'Autorità hanno chiesto informazioni di carattere generale agli operatori interessati, al fine di conoscere le dimensioni dei disservizi rilevati nei singoli casi e favorirne la risoluzione per la generalità dei clienti interessati.

Detta attività, in alcuni casi, ha prodotto, come *moral suasion*, direttamente la risoluzione del disservizio e il recupero immediato a favore dei clienti di somme in precedenza non erogate o la cui spettanza era oggetto di contestazione, mentre, in altri casi, ha determinato l'avvio di procedimenti sanzionatori e prescrittivi. Al riguardo, si citano le delibere 19 marzo 2015, 111/2015/S/eel e 16 luglio 2015, 349/2015/S/com, con le quali sono stati avviati due procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per mancata o tardiva erogazione di indennizzi automatici, dovuti ai sensi della normativa in materia di qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica e del gas.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 23.316 (circa il 66% del totale), con una riduzione rispetto al 2014. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve calo (Tav. 7.17).

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 7.18, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2015 sono, nell'ordine: i contratti, la fatturazione, il mercato e il bonus. Rispetto all'anno 2014, si nota una lieve crescita delle comunicazioni relative al mercato. Si rileva, invece, una diminuzione delle comunicazioni relative alla fatturazione, al bonus e ai contratti.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, ai conguagli e ai rimborsi, nonché, sia pur in calo, alla periodicità di emissione delle bollette; quelle relative alla tematica mercato afferiscono, soprattutto e in numero maggiore rispetto al 2014, alle problematiche inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale e alla non conoscenza del venditore, mentre sono in calo quelle relative alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi i reclami (anch'essi in sensibile calo) gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

Le comunicazioni in materia di bonus elettrico si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus stesso e sulle problematiche dovute al mancato allineamento delle banche dati, con diminuzione di quelle relative alla validazione della domanda da parte dei distributori. Per quanto attiene alle comunicazioni in merito ai contratti, le principali criticità riscontrate hanno riguardato il tema del corrispettivo di morosità (C^{MOR}) nell'ambito del sistema indennitario, che hanno

TAV. 7.18

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2014						
Fatturazione	2.251	1.933	1.755	1.874	7.813	26%
Mercato	1.761	972	963	923	4.619	15%
Bonus	1.899	1.201	1.169	1.156	5.425	18%
Contratti	2.474	1.735	1.641	2.059	7.909	27%
Allacciamenti/Lavori	460	225	279	235	1.199	4%
Qualità tecnica	166	165	146	114	591	2%
Misura	158	125	95	100	478	2%
Prezzi e tariffe	164	107	106	139	516	2%
Qualità commerciale	110	86	71	54	321	1%
<i>Prosumers</i>	176	144	124	129	573	2%
Non competenza	46	124	87	139	396	1%
TOTALE	9.665	6.817	6.436	6.922	29.840	100%
ANNO 2015						
Fatturazione	1.995	1.754	1.576	1.581	6.906	26%
Mercato	926	1.176	1.238	1.554	4.894	18%
Bonus	1.117	738	659	821	3.335	12%
Contratti	2.182	1.856	1.695	2.037	7.770	29%
Allacciamenti/Lavori	243	238	218	217	916	3%
Qualità tecnica	184	182	303	183	852	3%
Misura	173	148	108	123	552	2%
Prezzi e tariffe	120	110	82	121	433	2%
Qualità commerciale	54	56	77	86	273	1%
<i>Prosumers</i>	151	134	119	143	547	2%
Non competenza	113	95	82	71	361	1%
TOTALE	7.258	6.487	6.157	6.937	26.839	100%
ANNO 2016						
Fatturazione	1.426				1.426	20%
Mercato	1.561				1.561	22%
Bonus	1.035				1.035	14%
Contratti	2.145				2.145	30%
Allacciamenti/Lavori	228				228	3%
Qualità tecnica	150				150	2%
Misura	125				125	2%
Prezzi e tariffe	151				151	2%
Qualità commerciale	81				81	1%
<i>Prosumers</i>	188				188	3%
Non competenza	95				95	1%
TOTALE	7.185				7.185	100%

Fonte: Sportello.

avuto un lieve aumento nel 2015, mentre si sono dimezzate le comunicazioni relative alla voltura.

Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente i subentri, sia pur dimezzati, i tempi di esecuzione, l'attivazione e la variazione di potenza.

In questo paragrafo e nei successivi si forniscono, per completezza, anche i dati parziali per argomento riferiti al primo trimestre 2016, pure se si ritiene preferibile non commentarli in quanto un solo trimestre per i reclami non risulta significativo.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni relative al settore gas sono state 13.756 (circa il 34%). Rispetto al 2014, il numero di comunicazioni ha quindi subito una apprezzabile riduzione. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tav. 7.19).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2015 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: la fatturazione, il bonus e, in egual misura, il mercato e i contratti (Tav. 7.20).

Rispetto al 2014, si notano, in particolare, un apprezzabile decremento dei reclami sul bonus gas e sulla fatturazione e, sia pur lieve, sui contratti e sugli allacciamenti e lavori, mentre sono sostanzialmente stabili quelli sul mercato.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture comunicate dal cliente.

Rispetto alla tematica mercato (che ricomprende i reclami gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 153/2012/R/com), la maggior parte delle comunicazioni si riferisce a questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale, al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione. Con riferimento al tema contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha coinvolto la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura.

Infine, in merito agli allacciamenti e ai lavori, i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative alle forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) giunte allo Sportello nel 2015, il loro numero complessivo ammonta a 180, pari a circa lo 0,50% del totale.

Si riscontra, pertanto, rispetto al 2014, una forte diminuzione delle comunicazioni riguardanti detta tipologia di fornitura (nel 2014 ammontavano a 599). Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero di richieste di informazioni e dei reclami.

Benché si tratti di cifre modeste, il numero più significativo di reclami riguarda gli argomenti fatturazione (48%) e il mercato (40%), anche se con una forte diminuzione rispetto al 2014, legata presumibilmente ai disservizi di fatturazione e alla diffusione di offerte commerciali riguardanti entrambi i servizi.

Seguono i reclami relativi ai contratti (9%), sostanzialmente stabili rispetto al 2014. Numeri modestissimi sono, infine, quelli inerenti alle comunicazioni sui prezzi e le tariffe, sulla qualità tecnica e sulla qualità commerciale (complessivamente 3%).

	2014		2015		I TRIM. 2016	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	15.291	42.448	13.240	36.734	4.161	10.268
Richieste di informazioni	593	3.875	516	4.041	159	1.264
TOTALE COMUNICAZIONI	15.884	46.323	13.756	40.775	4.320	11.532

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

TAV. 7.19

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

TAV. 7.20

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2014						
Fatturazione	1.820	1.580	1.349	1.448	6.197	39%
Mercato	771	425	468	548	2.212	14%
Bonus	1.456	616	554	617	3.243	20%
Contratti	707	530	530	602	2.369	15%
Allacciamenti/Lavori	240	166	214	308	928	6%
Qualita tecnica	13	7	7	7	34	0%
Misura	81	64	68	73	286	2%
Prezzi e tariffe	56	41	35	42	174	1%
Qualita commerciale	61	51	40	86	238	1%
Non competenza	70	49	40	44	203	1%
TOTALE	5.725	3.529	3.305	3.775	15.884	100%
Anno 2015						
Fatturazione	1.377	1.262	1.117	1.100	4.856	35%
Mercato	585	569	493	601	2.248	16%
Bonus	682	537	494	1.143	2.856	21%
Contratti	588	506	449	599	2.142	16%
Allacciamenti/Lavori	216	158	180	244	798	6%
Qualita tecnica	2	10	7	11	30	0%
Misura	93	64	69	82	308	2%
Prezzi e tariffe	42	26	26	39	133	1%
Qualita commerciale	69	43	53	64	229	2%
Non competenza	39	45	30	42	156	1%
TOTALE	3.693	3.220	2.918	3.925	13.756	100%
Anno 2016						
Fatturazione	997				997	23%
Mercato	610				610	14%
Bonus	1.789				1.789	41%
Contratti	516				516	12%
Allacciamenti/Lavori	196				196	5%
Qualita tecnica	7				7	0%
Misura	53				53	1%
Prezzi e tariffe	65				65	2%
Qualita commerciale	48				48	1%
Non competenza	39				39	1%
TOTALE	4.320				4.320	100%

Fonte: Sportello.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Recenti evoluzioni del quadro normativo trasversale in materia di Alternative Dispute Resolution e On Line Dispute Resolution per i consumatori

Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

Per una illustrazione più dettagliata dei contenuti del citato decreto legislativo, si rimanda al Capitolo 1 del Volume II di questa *Relazione Annuale*.

Completa il quadro normativo di riferimento, in materia di risoluzione extragiudiziale delle controversie, il regolamento (UE) 524/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, relativo alla risoluzione delle controversie on line dei consumatori e che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (regolamento sull'*On Line Dispute Resolution* - ODR, per i consumatori). Detto regolamento europeo si applica alle controversie nazionali e transfrontaliere (sono transfrontaliere quelle controversie relative a contratti nei quali il consumatore, quando ordina i beni o i servizi, risiede in uno Stato membro diverso da quello in cui è stabilito il professionista), fra consumatori e professionisti, che nascono dai contratti di vendita o dalle forniture di servizi esclusivamente on line o tramite mercati on line attraverso l'intervento di un organismo ADR e che comportano l'utilizzo della piattaforma ODR europea. In attuazione di tale regolamento, la Commissione europea ha emanato il regolamento di esecuzione (UE) 1051/2015 del 10 luglio 2015, stabilendo le modalità per l'esercizio delle funzioni della piattaforma ODR, le caratteristiche del modulo di reclamo elettronico e le modalità della cooperazione tra i punti di contatto ODR dei Paesi membri, ai quali è affidato il compito di fornire assistenza per la risoluzione delle controversie riguardanti reclami presentati mediante la piattaforma ODR.

La piattaforma ODR, on line dal 15 febbraio 2016, assume la forma di un sito web interattivo e multilingue, il quale offre un unico punto di accesso per i consumatori e i professionisti che desiderano risolvere in ambito extragiudiziale le controversie riguardo a obbligazioni contrattuali derivanti da contratti di vendita o di servizi on line.

L'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nei settori regolati dall'Autorità

Il decreto legislativo n. 130/15 ha aggiornato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, che prevede l'obbligatorietà del tentativo di conciliazione, nelle materie di competenza dell'Autorità, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale, e ha attribuito alla stessa Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento del tentativo di conciliazione medesimo (tale disposizione è confluita nel nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo).

Con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento, da concludere entro il 30 giugno 2016, per l'adozione di una disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e/o utenti finali e operatori nei settori regolati - in attuazione della legge n. 481/95 e del decreto legislativo n. 130/15 - che, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, regolamenti il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. In tal senso l'Autorità, con il documento per la consultazione 26 novembre 2015, 562/2015/E/com, ha sottoposto agli *stakeholders*, formulando i propri orientamenti in merito, uno schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle controversie tra i clienti e gli utenti finali e gli operatori nei settori regolati; ciò tenendo conto della disciplina del Servizio conciliazione dell'Autorità, del diverso grado di maturità

delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra i vari settori regolati, anche con riferimento all'esperienza nei settori energetici, e dell'esistenza di ulteriori e diverse procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, nonché valutando le tempistiche per la riconduzione del settore idrico nell'ambito di applicazione della disciplina e alla luce del coordinamento con il procedimento per la riforma e la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali dei settori regolati, avviato con la delibera 410/2014/E/com.

In particolare, l'Autorità, da un lato, ha proposto di rendere la procedura presso il Servizio conciliazione obbligatoria ai fini della procedibilità dell'azione giudiziale, individuando altresì alcuni conseguenti interventi di efficientamento applicabili al Servizio conciliazione medesimo (fra i quali, l'obbligatorietà della partecipazione dell'operatore al tentativo di conciliazione); dall'altro, ha formulato orientamenti in merito alla regolazione della condizione di procedibilità dell'azione giudiziale e alla possibilità che il tentativo di conciliazione possa essere esperito, in alternativa al Servizio conciliazione, anche presso le Camere di commercio, in attuazione della legge istitutiva n. 481/95, nonché presso gli organismi ADR che rispondono ai requisiti fissati dal decreto legislativo n. 130/15. L'operatività della disciplina è proposta da gennaio 2017.

Designazione dell'Autorità quale organismo competente per l'ADR nei settori regolati

Il decreto legislativo n. 130/15 designa l'Autorità, per i settori di propria competenza, tra i regolatori ai quali sono affidati numerosi compiti, come l'istituzione, la tenuta e la pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e transfrontaliere, che rientrano nell'ambito di applicazione del decreto legislativo n. 130/15 e che rispettano i relativi requisiti.

In attuazione di tali previsioni, con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, l'Autorità ha istituito l'elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie nazionali e transfrontaliere tra consumatori e professionisti residenti e stabiliti nell'Unione europea; ha, inoltre, contestualmente approvato la disciplina di prima attuazione per l'iscrizione, la tenuta, la gestione e la vigilanza dell'elenco medesimo, ferma restando l'emanazione di eventuali *Linee guida* applicative. Con questo provvedimento,

l'Autorità ha anche iscritto il Servizio conciliazione in elenco, in quanto rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 130/15. In particolare, l'Autorità ha approvato le seguenti tre modalità di iscrizione in elenco.

- **Iscrizione ordinaria.** La domanda di iscrizione deve contenere tutte le informazioni di cui all'art. 141-*nonies* del Codice del consumo, recare in allegato il regolamento di procedura dal quale si ricavi lo svolgimento delle attività ADR anche in uno o più settori di competenza dell'Autorità e attestare il possesso, da parte delle persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie, di un'adeguata formazione specifica in uno o più settori di competenza dell'Autorità, acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a 14 ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. Ricevuta la domanda di iscrizione completa, è effettuata l'Istruttoria sulla base della Parte V, Titolo II-*bis* del Codice del consumo e della disciplina, ed entro 30 giorni la domanda istruita è sottoposta all'Autorità, ai fini dell'iscrizione dell'organismo o del rigetto motivato della domanda.
- **Iscrizione di organismi già iscritti in elenchi tenuti da altre Autorità competenti.** Il procedimento di iscrizione è identico a quello ordinario; l'attività istruttoria è invece limitata alla verifica dei riferimenti della precedente iscrizione, unitamente al rispetto dei requisiti inerenti allo svolgimento dell'attività in materia di ADR, anche in uno o più settori di competenza dell'Autorità, e di quelli relativi alla formazione specifica delle persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie.
- **Iscrizione a tempo determinato degli organismi di conciliazione paritetica** costituiti sulla base di protocolli rispondenti ai requisiti di qualità, di cui alle raccomandazioni della Commissione europea 98/257/CE e 2001/310/CE, in quanto sottoscritti da associazioni ammesse a fruire dei contributi erogati ai sensi dell'art. 11-*bis* del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, o per il servizio idrico, ai sensi dell'art. 148, comma 1, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, che svolgono la propria attività in uno o più settori di competenza dell'Autorità e sono già operativi alla data di entrata in vigore della disciplina. Gli organismi iscritti a tempo determinato, pertanto, se intendono iscriversi in via definitiva in elenco, devono presentare regolare domanda, che sarà trattata con il procedimento ordinario di cui in precedenza.

Al 31 marzo 2016 risultano iscritti nell'elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, due organismi (delibere 10 marzo 2016, 91/2016/E/com, e 24 marzo 2016, 122/2016/E/com) e quattro organismi di conciliazione paritetica (questi ultimi a tempo determinato, fino al 30 settembre 2016, con impegno all'adeguamento alle prescrizioni della Parte V, Titolo II-bis, del Codice del consumo e della disciplina di cui all'Allegato A alla delibera 620/2015/E/com). L'elenco e i relativi aggiornamenti sono trasmessi al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, ai fini delle relative comunicazioni alla Commissione europea, che redige l'elenco consolidato degli organismi ADR operanti nell'Unione europea. A tal fine, viene richiesto a ciascun organismo l'adesione alla piattaforma ODR.

Il Servizio conciliazione è iscritto alla suddetta piattaforma ODR.

Risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori energetici: consolidamento del Servizio conciliazione dell'Autorità dopo la chiusura della fase sperimentale e altre procedure

Riguardo alla disciplina del Servizio conciliazione dell'Autorità, Allegato A alla delibera 260/2012/E/com, dall'1 luglio 2015 sono operative le seguenti misure, approvate dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2014, 605/2014/E/com:

- l'estensione ai *prosumers* (ossia ai soggetti che sono al contempo produttori e consumatori di energia elettrica) del Servizio conciliazione. Per un'illustrazione più dettagliata in proposito, si rimanda alla *Relazione Annuale 2015*;
- l'introduzione di un obbligo partecipativo per gli esercenti la maggior tutela, i distributori e il GSE, quest'ultimo limitatamente alle materie regolate (scambio sul posto e ritiro dedicato) e alle procedure conciliative attivate presso il Servizio conciliazione da clienti finali e *prosumers*. Tale obbligo partecipativo si aggiunge a quelli assunti volontariamente dagli esercenti la vendita del mercato libero, mediante adesione all'elenco istituito dall'Autorità con la delibera 15 novembre 2012, 475/2012/E/com, e le cui modalità operative sono state disciplinate dalle determinazioni 14 marzo 2013, 3/2013 – DCOU, e 30 giugno 2015, 8/2015 – DCCA;

- l'ampliamento delle ipotesi di chiamata del distributore in qualità di ausilio tecnico, nel corso della procedura dinanzi al Servizio conciliazione, da parte dell'esercente la vendita, prevedendo che quest'ultimo, anche nei casi in cui emerga la necessità del dato tecnico dopo la gestione del reclamo, possa richiedere la convocazione del distributore medesimo, unitamente alla conferma di adesione e comunque non oltre il primo incontro conciliativo;
- l'ottimizzazione, anche mediante la riduzione dei termini, di alcune fasi procedurali antecedenti al primo incontro conciliativo presso il Servizio conciliazione, al fine di concedere più tempo alle parti per raggiungere l'accordo.

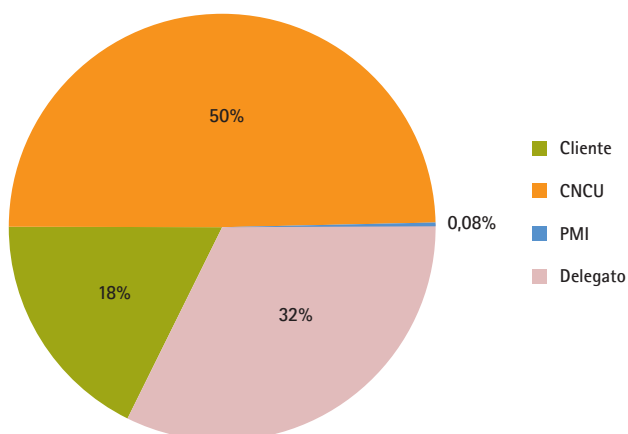
La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. Con la delibera 522/2015/E/com, è stato dato mandato all'Acquirente unico per la stesura di un progetto "ponte" annuale per la continuità del Servizio conciliazione e per l'individuazione delle attività propedeutiche e connesse allo sviluppo di un successivo progetto triennale, con operatività a decorrere dall'1 gennaio 2017, in vista del mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione. Tale progetto è stato approvato dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2015, 598/2015/E/com.

Tracciando un bilancio complessivo, dall'1 aprile 2013 a tutto il 2015, il Servizio conciliazione ha ricevuto 4.583 richieste di attivazione, con un aumento pressoché costante dei volumi in ingresso in tutto il periodo considerato.

La media delle richieste/giorno, infatti, è passata da 3,5 nel 2013 a 5,7 nel 2014 e a 9,8 nel 2015, con un incremento del 75% fra il 2014 e il 2015. Il principale canale di attivazione (Fig. 7.5) è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (50%). Per l'attività di assistenza e di eventuale rappresentanza, è riconosciuto a tali associazioni un contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni applicate dall'Autorità, sulla base di un progetto (PAC) proposto dalla medesima Autorità e approvato dal Ministro dello sviluppo economico (si veda in proposito il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici"). Il 32% delle richieste è derivato dal canale dei delegati diversi dalle associazioni; nel 18% dei casi, infine, il cliente finale ha presentato la richiesta di attivazione del Servizio conciliazione in via diretta.

FIG. 7.5

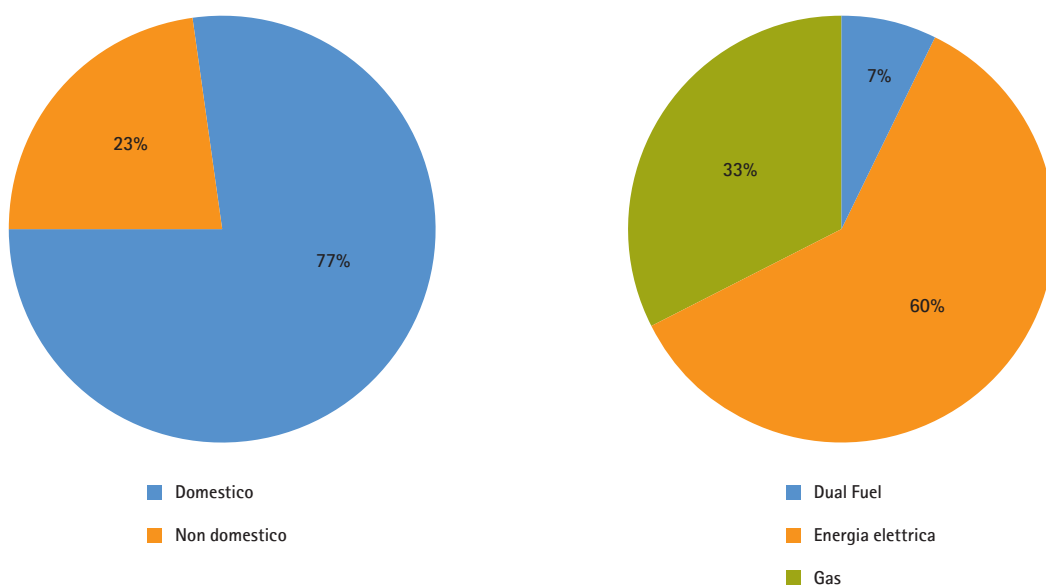
Canali di attivazione del Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.6

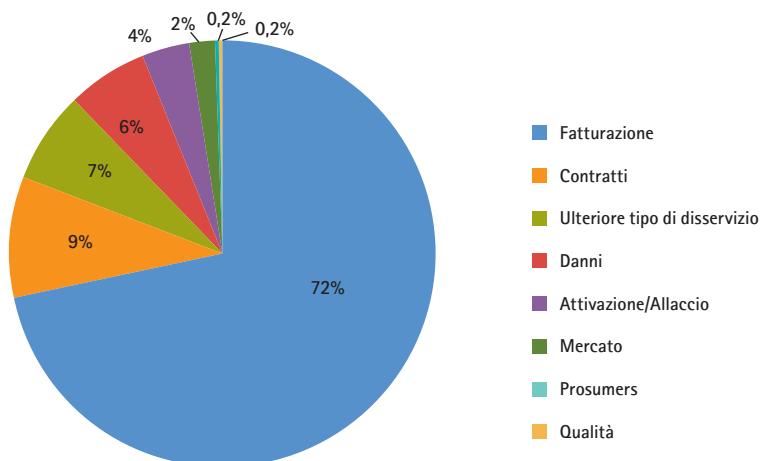
Tipologia cliente e settore



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.7

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

Le richieste di attivazione del Servizio conciliazione hanno riguardato soprattutto i clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica (Fig. 7.6). Aggregando questi dati, emerge la prevalenza del cliente finale domestico sia nel settore dell'energia elettrica (69%) sia in quello del gas (89%).

Il 72% delle richieste pervenute al Servizio conciliazione ha riguardato la materia della fatturazione (Fig. 7.7) che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

Relativamente al valore delle controversie attivate presso il Servizio conciliazione, tale indicazione, facoltativa, è stata fornita nel 53% dei casi dal soggetto che ha attivato la procedura. Di questi, il 61% ha un valore stimato non superiore ai 2.000 € (soglia degli *small claims* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità).

Sono state ammesse al Servizio conciliazione il 79% delle richieste pervenute. Le principali cause di non ammissibilità, con riguardo al restante 21% delle richieste, sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. Per quanto concerne la percentuale di adesione degli operatori (esercenti la vendita e distributori), il dato è stato influenzato dal positivo impatto degli obblighi partecipativi operativi dall'1 luglio 2015 e si attesta al 60% delle richieste ammesse. Nell'11% dei casi in cui l'esercente la vendita ha aderito alla procedura è stata richiesta la convocazione del distributore quale ausilio tecnico.

Il tasso di accordo complessivo è pari all'84% delle procedure concluse. Per raggiungere un accordo le parti hanno impiegato in media 65 giorni, sul totale di 90 giorni previsti per la conclusione della procedura.

Con la delibera 620/2015/E/com, l'Autorità ha previsto la possibilità, per i soli clienti finali domestici che agiscono senza l'ausilio di un delegato o di un'associazione, di presentare la richiesta di attivazione del Servizio conciliazione in modalità off line (per esempio, per fax o posta), fermo restando lo svolgimento on line della procedura, in un'ottica di rafforzamento delle modalità di accesso alla procedura e in linea con quanto previsto dal decreto legislativo n. 130/15.

Al 31 marzo 2016, il totale complessivo di richieste ricevute dal Servizio conciliazione risulta pari a 5.448. Il primo trimestre 2016 fa registrare un significativo aumento della media di richieste/giorno, che si attesta a 13,9, e una media richieste/mese che risulta pari a +39% rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Con riguardo al tema dell'informazione in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i clienti dei settori regolati, è stata aggiornata e ampliata la specifica pagina web del sito internet dell'Autorità (si veda in proposito il Capitolo 1 di questo Volume). In particolare, è stato pubblicato l'elenco aggiornato degli operatori che si impegnano o sono tenuti a partecipare alle procedure presso il Servizio conciliazione, suddiviso in tre distinte sezioni: una a iscrizione volontaria per gli esercenti la vendita del mercato libero elettrici e gas (al 31 marzo 2016 gli iscritti sono 22), le altre due a iscrizione automatica per gli esercenti la maggior tutela elettrici e per i distributori elettrici e gas. In tale elenco, in un'ottica informativa, sono riportate le altre procedure, diverse dal Servizio conciliazione, che gli operatori iscritti rendono disponibili ai propri clienti, ivi incluse le conciliazioni paritetiche. Nella medesima pagina web sono inoltre pubblicati, con aggiornamento semestrale, i principali dati relativi all'andamento operativo del Servizio conciliazione e, da febbraio 2016, sono disponibili anche le *Frequently Asked Questions* (FAQ) sul Servizio conciliazione in lingua inglese, anche in ragione dell'adesione del Servizio medesimo alla piattaforma ODR. Nella pagina web è stata anche ricavata un'apposita area dedicata all'elenco degli organismi ADR istituito dall'Autorità.

Relativamente alle conciliazioni paritetiche, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare tali procedure, da un lato, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori e il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura con esito positivo; dall'altro, per mezzo della valutazione di specifici report trasmessi annualmente dai principali operatori che hanno sottoscritto i Protocolli d'intesa con le associazioni dei clienti finali. Specifiche FAQ sulle conciliazioni paritetiche, unitamente a una pagina informativa sulle procedure di media/conciliazione di cui al decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, sono disponibili nella predetta pagina web del sito internet dell'Autorità.

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie

L'attuale sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori dell'energia elettrica e del gas si basa su un quadro normativo e regolamentare che, a partire dalle previsioni contenute nella legge istitutiva n. 481/95, è stato successivamente ampliato e rafforzato sulla base di norme primarie e provvedimenti attuativi che hanno interessato le diverse fasi in cui può svolgersi il rapporto tra cliente finale e impresa, volto a risolvere, anche con l'eventuale intervento di altri soggetti, le criticità eventualmente emerse nel corso del rapporto di fornitura.

In particolare, a rafforzare il quadro normativo in materia di tutela dei consumatori di energia sono intervenute le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in base alle quali gli Stati membri dell'Unione europea sono tenuti, tra l'altro, a garantire un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali e ai meccanismi di risoluzione delle controversie.

In sede di recepimento delle direttive sopra richiamate, operato con il decreto legislativo n. 93/11, il legislatore ha affidato all'Autorità il compito di provvedere affinché fossero istituiti Sportelli unici, al fine sia di mettere a disposizione dei clienti tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, la normativa in vigore e le modalità disponibili per la risoluzione delle controversie (art. 7, comma 6), sia di assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica (art. 44, comma 4) avvalendosi dell'Acquirente unico.

Da ultimo, il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sull'ADR per i consumatori.

Con la delibera 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali, in materia di trattazione dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati, e ha contestualmente approvato le *Linee guida* per un confronto con i soggetti interessati, declinate nell'Allegato A alla medesima delibera.

A partire dai più generali obiettivi di semplificazione, di effettività e di efficienza, già enunciati nella delibera 410/2014/E/com, e tenuto conto della nuova centralità della conciliazione, il documento per la consultazione 15 dicembre 2015, 614/2015/E/com, ha individuato come riferimento per il nuovo sistema di tutela un modello che rafforza il ruolo della conciliazione quale strumento privilegiato per dare soluzione ai c.d. "reclami di secondo livello", ridisegnando altresì la relazione tra lo Sportello e il Servizio conciliazione, che da alternativa - come nell'attuale assetto - diviene complementare (Fig. 7.8).

Il documento per la consultazione 614/2015/E/com illustra quattro orientamenti principali, che incidono sia sul primo, sia sul secondo livello di trattazione dei reclami e che introducono un nuovo ruolo decisivo dell'Autorità, attivabile in determinate circostanze dopo i primi due. I quattro orientamenti sono:

- facilitare e rendere più efficace la risoluzione dei reclami nel rapporto diretto tra imprese e clienti;

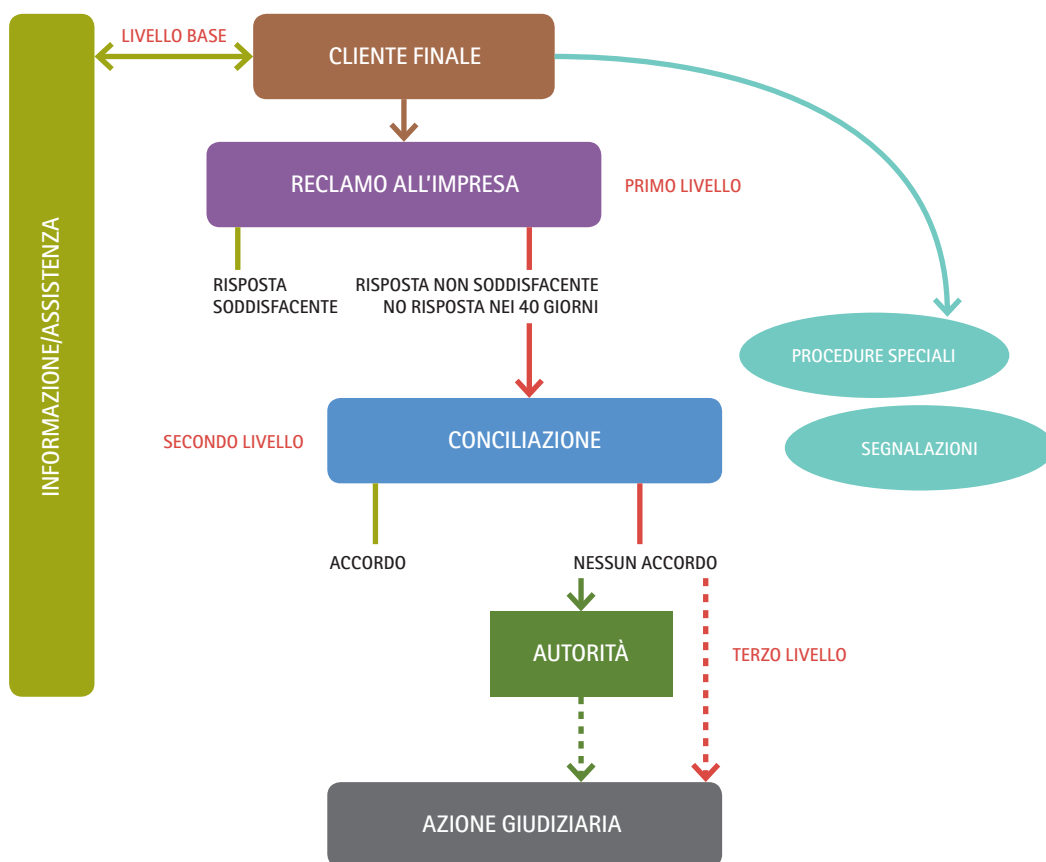


FIG. 7.8

Documento per la consultazione 614/2015/E/com - Prefigurazione di un nuovo modello di tutele

- massimizzare l'efficacia della risoluzione delle controversie e superare la logica dell'alternatività tra strumenti;
- rafforzare le attività di monitoraggio sull'intera filiera dei reclami e dell'ADR;
- attribuire un nuovo ruolo decisivo all'Autorità. In particolare, a completamento del quadro di tutele, l'Autorità prospetta un eventuale terzo livello decisivo, al quale ricorrere nel caso in cui il tentativo di conciliazione non sia andato a buon fine, definendone, oltre ai vantaggi e alle criticità, anche un possibile ambito di intervento. La decisione dell'Autorità costituirebbe, dunque, un atto amministrativo vincolante per le parti.

A essi si aggiungono due ulteriori orientamenti strettamente correlati all'implementazione del nuovo modello e focalizzati sul ruolo trasversale delle associazioni rappresentative dei clienti

domestici e non domestici, nonché sull'informazione. Tali ulteriori orientamenti sono:

- rafforzare il ruolo delle associazioni che rappresentano i clienti domestici e non domestici nel sistema di tutele proposto;
- potenziare l'informazione.

Gli orientamenti sono poi sviluppati attraverso un'articolazione per singole specifiche tematiche, avendo a riferimento principale i settori dell'energia elettrica e del gas, che in futuro potranno però essere progressivamente estese anche al settore idrico.

Essi prefigurano interventi che hanno come riferimento temporale di attuazione il 2017 e che, nel corso del 2016, potranno venire ulteriormente specificati o integrati, tenuto conto degli esiti della prima consultazione.

8.

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 2015, che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 58 e sono sinteticamente elencati nella tavola 8.1. Di questi, 15 hanno riguardato il settore gas, 23 quello dell'energia elettrica, 9 i servizi idrici. Le rimanenti consultazioni hanno interessato tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Di tali consultazioni, 33 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione. Le tematiche trattate riguardano, in particolare: la definizione dei criteri per la remunerazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per la regolazione infrastrutturale dei settori elettrico e gas, la definizione delle tariffe

per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio, la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, la definizione dello schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato. Alcune di esse sono state oggetto di più documenti per la consultazione, dunque fatte oggetto di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata intorno ad una media di 41 giorni, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

DATA	SETTORE	TITOLO
15/01/2015	Elettricità	<i>Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione</i>
05/02/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica</i>
05/02/2015	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{mem}) e delle attività connesse (CCR), a partire dall'anno termico 2015-2016</i>
12/02/2015	Elettricità	<i>Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo di regolazione</i>
19/02/2015	Elettricità/Gas	<i>Bolletta 2.0: Glossario e livello di aggregazione degli importi fatturati</i>
26/02/2015	Elettricità/Gas	<i>Riforma degli obblighi di separazione funzionale per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale</i>
02/04/2015	Gas	<i>Precisazione dei criteri funzionali all'individuazione dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale ai fini degli obblighi di odorizzazione del gas, ai sensi della legge n. 1083/71</i>
09/04/2015	Elettricità	<i>Mercato dell'energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi</i>
23/04/2015	Elettricità	<i>Energy footprint: messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione</i>
23/04/2015	Gas	<i>Attuazione del regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, in materia di bilanciamento del gas naturale</i>
30/04/2015	Elettricità/Gas	<i>Bolletta 2.0: guida alla lettura e modello della bolletta dei clienti serviti in regime di tutela</i>

TAV. 8.1

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2015

TAV. 8.1 - SEQUE

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2015

DATA	SETTORE	TITOLO
30/04/2015	Elettricità	<i>Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione - Orientamenti finali</i>
14/05/2015	Idrico	<i>Sistemi di perequazione nel servizio idrico integrato. Inquadramento generale e linee d'intervento</i>
21/05/2015	Elettricità	<i>Regime di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con Francia, Austria e Slovenia per il 2016. Possibile revisione dei criteri di determinazione dei volumi allocabili su base annuale e mensile</i>
29/05/2015	Elettricità	<i>Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica - Orientamenti iniziali</i>
29/05/2015	Elettricità	<i>Gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria</i>
04/06/2015	Gas	<i>Implementazione dei primi processi di mercato nell'ambito del Sistema informativo integrato per il settore del gas naturale</i>
04/06/2015	Idrico	<i>Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono. Interventi in tema di avvio e gestione del rapporto contrattuale e obblighi di registrazione dei dati di qualità contrattuale</i>
04/06/2015	Idrico	<i>Criteri per la predisposizione di una o più convenzioni tipo per la gestione del servizio idrico integrato</i>
09/06/2015	Elettricità/Gas	<i>Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas. Orientamenti iniziali.</i>
18/06/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Orientamenti finali</i>
18/06/2015	Gas	<i>Ipotesi di revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e disposizioni in materia di rettifiche dei dati trasmessi ai fini della perequazione</i>
02/07/2015	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Interventi relativi alla disciplina del servizio di default trasporto e dei fornitori transitori a partire dall'1 ottobre 2015</i>
09/07/2015	Elettricità	<i>Criteri per la fissazione del costo riconosciuto, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo regolatorio - Orientamenti iniziali</i>
16/07/2015	Gas	<i>Ipotesi per la revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati per il gas naturale</i>
23/07/2015	Gas	<i>Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento</i>
23/07/2015	Idrico	<i>Separazione contabile del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono. Individuazione e perimetrazione degli oggetti di separazione contabile del SII</i>
30/07/2015	Elettricità/Gas	<i>Orientamenti finali per la definizione di misure ulteriori destinate ai clienti titolari di bonus sociale elettrico e/o gas</i>
30/07/2015	Elettricità	<i>Orientamenti per la disciplina del dispacciamento applicabile alla interconnessione Italia-Malta e alle altre reti di interconnessione senza controllo degli scambi programmati</i>
30/07/2015	Elettricità	<i>Orientamenti in merito all'aggiornamento delle procedure per la connessione nel caso di impianti per la produzione di energia elettrica</i>
30/07/2015	Elettricità/Gas	<i>Fatturazione nel mercato retail. Modalità di fatturazione per le fatture di periodo e per le fatture di chiusura</i>
30/07/2015	Idrico	<i>Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2). Inquadramento generale e linee d'intervento</i>
06/08/2015	Gas	<i>Riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica</i>
06/08/2015	Elettricità/Gas	<i>Contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami in tema di fatturazione anomala</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo di regolazione - Orientamenti finali</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale. Prima fase della roadmap - Clienti finali di energia elettrica non domestici</i>
06/08/2015	Gas	<i>Valutazioni in tema di differimento dell'avvio del nuovo regime del bilanciamento. Addendum al documento per la consultazione 378/2015/R/gas</i>

TAV. 8.1 - SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio-Dicembre 2015

DATA	SETTORE	TITOLO
24/09/2015	Elettricità	Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle sentenze del TAR Lombardia n. 1648/2014 e del Consiglio di Stato n. 1532/2015
24/09/2015	Elettricità	Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio. Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione
24/09/2015	Gas	Mercato del gas naturale: revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio
01/10/2015	Elettricità	Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti - Orientamenti iniziali
29/10/2015	Elettricità/Gas	Criteri per la remunerazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas
29/10/2015	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica: revisione dei prezzi e delle componenti per la commercializzazione al dettaglio - Pcv e Rcv
29/10/2015	Idrico	Separazione contabile del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Orientamenti finali
12/11/2015	Gas	Mercato dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate: revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio
12/11/2015	Idrico	Schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato - Contenuti minimi essenziali
17/11/2015	Elettricità	Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio - Orientamenti finali
20/11/2015	Gas	Implementazione del processo di voltura contrattuale nell'ambito del Sistema informativo integrato per il settore del gas naturale
20/11/2015	Idrico	Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Orientamenti finali
26/11/2015	Amministrazione	Programma triennale per la trasparenza e l'integrità (PTTI) 2015-2017 - Aggiornamento 2016
26/11/2015	Elettricità/Gas/Idrico	Schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle controversie tra clienti e utenti finali e operatori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
26/11/2015	Idrico	Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) - Orientamenti finali
11/12/2015	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica: introduzione di prezzi negativi armonizzati a livello europeo ai sensi del regolamento (UE) 1222/2015 (CACM) - Primi orientamenti
11/12/2015	Gas	Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. VI, 12 giugno 2015, n. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con delibera dell'Autorità Arg/gas 184/09
11/12/2015	Gas	Orientamenti finali per l'avvio di un progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas, che alimentano impianti di generazione di energia elettrica e orientamenti in materia di gestione degli scostamenti presso i punti di interconnessione con l'estero
15/12/2015	Elettricità/Gas/Idrico	Riforma del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
17/12/2015	Elettricità	Ulteriori orientamenti in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle sentenze del TAR Lombardia n. 1648/2014 e del Consiglio di Stato n. 1532/2015

Analisi di impatto della regolazione

L'attuazione di processi di Analisi *ex ante* di impatto della regolazione (AIR), dopo una sperimentazione triennale avviata nel 2005, sulla base di specifiche *Linee guida per l'applicazione dell'AIR* (delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08), ha integrato in modo strutturale il processo decisionale e gli strumenti di partecipazione e di trasparenza attivati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. Tale metodologia viene applicata ai procedimenti più rilevanti, consentendo di migliorare la qualità complessiva dell'azione regolatoria, sotto il profilo dell'efficacia delle scelte di regolazione, della semplificazione e della partecipazione dei soggetti interessati, rendendo più trasparente e approfondito il percorso decisionale.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha previsto l'applicazione dell'AIR al procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, avviato con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

Nell'ambito del procedimento stesso, è stato pubblicato un primo documento per la consultazione in data 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, recante gli orientamenti relativi alla prima fase della *Roadmap* di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, rivolta ai clienti finali di energia elettrica non domestici.

Successivamente, il 25 febbraio 2016, è stato pubblicato un secondo documento per la consultazione, 75/2016/R/eel, recante gli ulteriori orientamenti relativi alla riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, rivolto anche ai clienti finali domestici di energia elettrica. La consultazione è tuttora in corso: il termine per l'invio delle osservazioni, inizialmente fissato al 30 marzo 2016, è stato infatti prorogato, per tenere conto delle esigenze espresse sia dagli operatori sia dai consumatori all'11 aprile 2016.

Durante il 2015, inoltre, si è ulteriormente sviluppato e infine concluso il procedimento avviato nel maggio 2013 con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, e relativo alla riforma delle tariffe di rete e di misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione.

Sulla base delle osservazioni e proposte raccolte dagli *stakeholders*, a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, e nel corso di un seminario di presentazione alle associazioni ambientaliste e di consumatori (svolto in data 18 febbraio 2015), il procedimento si è ulteriormente sviluppato:

- nel mese di giugno 2015, l'Autorità ha pubblicato un secondo documento per la consultazione (18 giugno 2015, 293/2015/R/eel), nell'ambito del quale ha presentato i propri orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita e disciplina dell'impegno di potenza, concentrando invece l'attenzione sui seguenti aspetti: struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e gradualità di attuazione della riforma;
- nel medesimo mese di giugno 2015, l'Autorità ha altresì pubblicato due segnalazioni al Governo e al Parlamento, 18 giugno 2015, 287/2015/l/com, e 292/2015/l/com: con la prima, ha formulato proposte di revisione della disciplina del bonus sociale; con la seconda, ha inteso segnalare all'attenzione del legislatore e del Governo il particolare rilievo assunto dal tema degli oneri generali di sistema nell'ambito della riforma tariffaria in oggetto;
- il 16 luglio 2015 è stato organizzato un nuovo incontro tra gli Uffici dell'Autorità e i rappresentanti delle associazioni ambientaliste e di consumatori, per illustrare sinteticamente i contenuti del documento per la consultazione 293/2015/R/eel e raccogliere prime considerazioni;
- il 2 dicembre 2015, sulla base delle opinioni pervenute in esito alla consultazione e degli ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha pubblicato la delibera 582/2015/R/eel di chiusura del procedimento;
- tra l'11 e il 28 dicembre 2015 sono state adottate alcune ulteriori delibere con le quali sono stati avviati i primi interventi indicati nella delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, anche tenendo

conto dell'avvio, dall'1 gennaio 2016, del nuovo periodo regolatorio e della disciplina relativa alla c.d. "Bolletta 2.0";

- il 10 marzo 2016 è stata, infine, adottata la relazione AIR nella quale sono state sintetizzate le fasi del procedimento ed espresse tutte le motivazioni del provvedimento finale.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha proseguito le attività dell'AIR nell'ambito dei seguenti procedimenti, avviati nel 2014:

- procedimento per l'adozione di provvedimenti per la definizione delle tariffe di collettamento e di depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/eel; procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione iniziato l'1 gennaio 2016 e avviato con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel.

In relazione al primo procedimento, nel corso del 2015 l'Autorità ha seguito il percorso propositivo per addivenire a una nuova metodologia per la determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e di depurazione per l'utenza industriale; ha, inoltre, ritenuto di svolgere molteplici attività volte a raccogliere elementi utili a predisporre un modello di tariffazione che possa combinare, in maniera ottimale, i diversi obiettivi che si è posta nell'AIR. In particolare, è proseguito l'intenso e proficuo dialogo con associazioni ed esperti del settore, anche attraverso l'organizzazione di tavoli di confronto all'uopo allestiti.

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione dall'1 gennaio 2016 (di cui alla citata delibera 483/2014/R/eel), invece, sono stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:

- 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, con la finalità di inquadramento generale, che espone i criteri fondanti le principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento;

- 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
- 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, relativo ai criteri per la definizione delle tariffe inerenti ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, dei vincoli ai ricavi e ai meccanismi di perequazione;
- 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel, che illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica;
- 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel, che prospetta gli indirizzi finali dell'Autorità per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio.

Elementi fondamentali del procedimento sono stati:

- la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della regolazione output based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;
- la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della regolazione output based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;
- la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato:
 - il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT - disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato A);

- il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME - disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato B);
- il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC - disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato C).

Si segnala infine che, con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, l'Autorità ha istituito l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (Osservatorio), cui è assegnato lo scopo di realizzare una innovativa modalità permanente di ascolto e di rendicontazione dell'operato dell'Autorità, da parte delle associazioni nazionali rappresentative dei

portatori di interessi (*stakeholders*) in un contesto di interazione multilaterale; tra le sue finalità l'Osservatorio ha anche quella di effettuare analisi in merito agli effetti degli atti di regolazione in vigore, prevedendo che a essa contribuiscano – attraverso la loro partecipazione attiva – gli oltre 60 soggetti che compongono l'Osservatorio e che rappresentano i diversi interessi della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, nonché alcuni soggetti di carattere istituzionale.

L'Osservatorio rappresenta, pertanto, la sede in cui, fra le altre attività, viene anche implementata la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR) in modo sistematico e permanente, rappresentativa dei diversi interessi sopra richiamati.

Provvedimenti assunti

I provvedimenti adottati nel corso del 2015, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 668. L'attività di produzione provvedimentale ha, pertanto, fatto registrare una sostanziale stabilità rispetto al precedente periodo di riferimento (che aveva, a sua volta, già visto una crescita del 5%).

L'analisi dei dati riportati nella tavola 8.2 conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (54% circa del totale), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale sia atti di manutenzione e aggiornamento, seppur con una leggera contrazione di circa l'8%, determinata anche dall'adozione di provvedimenti particolarmente complessi e di prolungata elaborazione.

Nel settore del gas, tra gli interventi di maggior rilievo, si segnalano la determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{mem}) e delle attività connesse (CCR) a partire dall'anno termico 2015-2016 e la revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio. Tra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato, si segnalano l'attuazione del regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, in materia di bilanciamento del gas naturale, l'individuazione del regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento e la disciplina del servizio di *default* trasporto e dei fornitori transitori. Sono state, inoltre, adottate le direttive per

le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e dettate le disposizioni in materia di determinazione delle quantità ammesse agli incentivi.

Per quanto concerne il settore elettrico, si segnalano la nuova regolazione in tema di qualità e di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Fra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato, si segnalano: la prosecuzione del procedimento sulla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014 a seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 1532/2015; le disposizioni in materia di impianti essenziali sul territorio nazionale; la prosecuzione dell'iter in materia di predisposizione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. In materia di fonti rinnovabili, sono state affinate le regole per la generazione distribuita e per l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo, nonché per la qualifica di Sistema efficiente di utenza (SEU) o di Sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

Rilevanti sono state, inoltre, le attività connesse agli obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e la nuova regolazione dei servizi di connessione,

misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

Occorre, infine, menzionare: la definizione della remunerazione delle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della Società Ferrovie dello Stato Italiane, oggetto di inserimento nell'ambito della Rete di trasmissione nazionale (RTN); la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas; l'implementazione del Sistema informativo integrato (SII), attraverso sia il perfezionamento di processi già esistenti sia l'introduzione di nuovi processi.

Con particolare riferimento al mercato *retail*, si segnalano sia la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (Tutela 2.0), sia l'implementazione del formato Bolletta 2.0, per una maggior trasparenza e leggibilità dei documenti di fatturazione, finalizzato ad incrementare il livello di capacitazione della clientela.

Riguardo alla regolazione del settore idrico, vanno evidenziate: le delibere di approvazione delle tariffe per le singole gestioni, incluse quelle ex CIPE; la definizione dei contenuti minimi essenziali dello

schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato; l'introduzione della regolazione della qualità contrattuale; la definizione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) per gli anni 2016-2019.

Nell'ambito delle attività rivolte specificamente alla tutela dei consumatori, sono stati effettuati interventi in merito al Servizio di conciliazione ed è stato istituito l'elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*), come previsto dal Codice del consumo, approvando la relativa disciplina di prima attuazione. Si è dato, altresì, avvio alla definizione di una nuova convenzione con l'Associazione nazionale dei Comuni italiani (ANCI) in merito al bonus sociale e sono state individuate misure ulteriori di tutela per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico e/o gas. Infine, sono state formulate proposte al Ministro dello sviluppo economico per la realizzazione di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato.

I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* hanno segnato un incremento assai significativo pari al 31% (+22% nel 2014). La funzione sanzionatoria ha fatto registrare un consistente incremento (+19%). Al riguardo, si segnala un rilevante incremento dei procedimenti chiusi con procedura semplificata.

TAV. 8.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2014 e 2015

TIPOLOGIA	2014		2015	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R Regolazione	391	57,8	361	54,0
E <i>Enforcement</i> e consumatori	73	10,8	96	14,4
S Procedimenti sanzionatori	68	10,0	81	12,1
I Istituzionale	32	4,7	29	4,3
C Contenzioso e Arbitrati	15	2,2	18	2,7
A Amministrazione	71	10,5	61	9,1
RDS Ricerca di sistema	27	4,0	22	3,3
TOTALE	677	100,0	668	100,0

Accountability, trasparenza e anticorruzione

L'agire dell'Autorità è da sempre orientato all'esigenza di render conto delle scelte di regolazione adottate e degli obiettivi con esse perseguiti (c.d. *accountability*). In particolare, tale ottica caratterizza i provvedimenti dell'Autorità, non solo nella fase iniziale di progettazione, ma anche in quelle successive di attuazione, di implementazione e di verifica dei risultati conseguiti, in ciascuna delle quali si realizza un contesto di accentuata trasparenza, di responsabilizzazione e di effettivo coinvolgimento di *stakeholders* e cittadini.

L'Autorità si è fatta parte attiva per la creazione di occasioni di proficuo confronto sulle materie di sua competenza, sperimentando, nel tempo, diverse modalità di partecipazione alle proprie scelte regolatorie: dalla consultazione, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali, alle audizioni e ad altri momenti di ascolto dei soggetti su cui ricadono gli impatti della regolazione, fino alla recente istituzione (delibera 83/2015/A) dell'Osservatorio, quale strumento di facilitazione di relazioni e di scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholders*, nonché tra esse e l'Autorità.

Proprio nella logica di *accountability*, l'Autorità si è impegnata nella promozione della trasparenza e dell'integrità della propria azione amministrativa, anche al di là del doveroso adempimento di specifici obblighi di legge in materia, adottando volontariamente il proprio Piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTCP), nonostante l'Autorità non risulti compresa nell'ambito di applicazione soggettivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 (c.d. "legge anticorruzione"), in quanto Autorità amministrativa indipendente.

Accountability

Nel corso del 2015, l'Autorità ha ritenuto opportuno implementare ulteriormente il processo di accrescimento della propria *accountability*, avviato con la delibera 16 maggio 2014, 211/2014/A, realizzando una forma permanente di confronto tra l'Autorità stessa e le associazioni rappresentative degli *stakeholders*, attraverso la costituzione del già citato Osservatorio, le cui attività si aggiungono e non sostituiscono alle consolidate modalità di ascolto rappresentate dalle audizioni periodiche e speciali, di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A, né alle consultazioni pubbliche previste dalla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A.

L'Osservatorio, oltre a caratterizzarsi quale momento di confronto fra le diverse categorie di *stakeholders* sulle materie regolate dall'Autorità, assolve a funzioni innovative in termini di *accountability*, quali, per esempio:

- favorire l'acquisizione di dati e informazioni che possano concorrere alla formazione di elementi utili per l'eventuale predisposizione dell'analisi dell'impatto della regolazione, nonché per la valutazione *ex post* dei provvedimenti e delle politiche dell'Autorità;
- favorire la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti per la consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità;
- acquisire, da parte dei rappresentanti delle associazioni dei

consumatori, utenti e clienti finali, elementi utili ai fini della valutazione dei risultati effettivamente conseguiti dall'attuazione degli impegni di cui all'art. 45, comma 3, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

Gli organi dell'Osservatorio sono il Presidente, che ha funzioni di rappresentanza e ne presiede le sedute, e il Forum plenario, che riunisce le associazioni rappresentative della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale e dell'offerta, nonché l'ANCI, l'Associazione degli enti di ambito (ANEA) e la rappresentanza in Italia della Commissione europea.

Il Forum plenario dell'Osservatorio opera a pieno regime dal mese di maggio 2015 e si è riunito, come previsto dall'Allegato A alla delibera 83/2015/A, due volte nell'anno trascorso.

L'art. 5, comma 6, dell'Allegato A ora citato ha stabilito, inoltre, che l'Osservatorio possa costituire specifici Gruppi di lavoro (GdL), temporanei o permanenti, articolati per temi o per i singoli settori in cui l'Autorità esercita i propri poteri di regolazione. I suddetti GdL svolgono una funzione istruttoria, organizzano in modo autonomo la propria attività e riferiscono sugli esiti della stessa al Forum plenario.

Alla luce di tale previsione, sono stati costituiti i GdL: "energia elettrica", "gas", "sistema idrico", "teleriscaldamento" ed "efficienza energetica", a oggi tutti operativi.

L'art. 10 del citato Allegato A prevede, inoltre, la possibilità per l'Osservatorio, ai fini del migliore svolgimento delle proprie attività, di *«avvalersi del contributo tecnico-scientifico di esperti inseriti in un apposito elenco istituito presso l'Osservatorio stesso al fine di disporre di specifiche professionalità nelle materie oggetto delle attività stesse»*.

Gli esperti da inserire nel suddetto elenco sono stati individuati, previa selezione pubblica avviata con apposito bando pubblicato sul sito internet dell'Autorità, da una Commissione costituita da cinque membri dell'Osservatorio, all'uopo delegati.

Trasparenza

Come noto, il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114, ha modificato la disciplina sugli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione delle informazioni delle Amministrazioni pubbliche, di cui al decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ampliandone l'ambito soggettivo di applicazione e

includendo nello stesso le Autorità amministrative indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione.

Il mutamento del quadro normativo di riferimento ha reso necessario procedere alla modifica e all'integrazione del regolamento sulla trasparenza, che l'Autorità aveva precedentemente adottato con la delibera 16 maggio 2014, 210/2014/A.

Nel maggio 2015 è stato approvato il nuovo regolamento, che ha specificato gli ambiti e le fattispecie di applicazione delle disposizioni legislative in materia di trasparenza, con riferimento alle funzioni e alla realtà operativa dell'Autorità, disciplinando le procedure e i flussi informativi interni, propedeutici all'attuazione degli obblighi di trasparenza.

Tale regolamento ha, altresì, ridefinito organicamente la disciplina della pubblicazione dei pareri e delle proposte resi dall'Autorità nell'ambito dei procedimenti per l'adozione di provvedimenti intestati ad amministrazioni terze, in precedenza contenuta nell'art. 3, comma 3, dell'Allegato A alla delibera 20 giugno 2012, n. 115.

Nel processo di elaborazione, conclusosi con l'adozione della delibera 14 maggio 2015, 213/2015/A, si è tenuto conto, per quanto applicabili al contesto dell'Autorità, delle indicazioni fornite dall'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) in merito ad alcuni specifici obblighi di pubblicazione, nonché in tema di qualità, completezza, aggiornamento e formato dei dati oggetto di pubblicazione. Il regolamento, inoltre, si è conformato alle *Linee guida per il trattamento dei dati personali* adottate dal garante della *privacy* nel maggio 2014, recependo, in particolare, le misure di cautela individuate per i casi in cui, in adempimento degli obblighi di trasparenza, le amministrazioni effettuino attività di diffusione di dati personali sui propri siti web istituzionali.

Nel corso del 2015, è proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito istituzionale. Nel dicembre 2015, in ottemperanza agli obblighi di legge e del citato regolamento, l'Autorità ha avviato la consultazione per l'aggiornamento, per l'anno 2016, del Programma triennale per la trasparenza e l'integrità 2015-2017.

Il procedimento si è concluso con l'adozione della delibera 28 gennaio 2016, 22/2016/A.

L'azione di sensibilizzazione sui temi della trasparenza è continuata con finalità più spiccatamente divulgative, attraverso la realizzazione di giornate formative per i dipendenti.

Anticorruzione

Con la delibera 23 aprile 2015, 175/2015/A, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione del Piano triennale di prevenzione della corruzione 2015-2017 (PTPC) e ha posto in consultazione lo schema del Piano medesimo, affinché tutti i soggetti interessati potessero presentare osservazioni e proposte scritte. Il procedimento si è concluso con l'adozione del PTPC 2015-2017 con la delibera 2 luglio 2015, 313/2015/A, nella quale sono state definite le misure di carattere preventivo ritenute idonee a neutralizzare o a mitigare il livello di rischio connesso alle attività poste in essere dall'Autorità e le tempistiche per la loro attuazione.

Il PTPC 2015-2017 ha stabilito, inoltre, che il Piano debba essere aggiornato annualmente entro il 31 gennaio di ciascun anno, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 1, comma 8, della legge

n. 190/12. In considerazione di ciò, è stato predisposto il primo aggiornamento del PTPC 2015-2017, che tiene conto delle novità normative, delle indicazioni fornite dall'ANAC, degli indirizzi contenuti nel Piano nazionale anticorruzione del 2013 e del relativo Aggiornamento per il 2015, nonché delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno in cui l'Autorità si trova a operare. Con la delibera 21 gennaio 2016, 15/2016/A, l'Autorità ha, quindi, adottato l'Aggiornamento per l'anno 2016 del PTPC, che descrive quanto realizzato nel corso del secondo semestre dell'anno 2015, in attuazione delle azioni previste dal PTPC 2015-2017, e conferma sostanzialmente tutte le misure definite dal Piano medesimo.

Nel gennaio 2016, è stata pubblicata nel sito istituzionale dell'Autorità, in coerenza con le previsioni della legge n. 190/12, la *Relazione Annuale* che offre un rendiconto sull'attuazione delle misure di prevenzione definite dallo stesso PTPC.

Comunicazione

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione rientra tra i compiti che la legge istitutiva n. 481/95 attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione della 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*».

Anche nel 2015 le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere capillarmente i diversi segmenti di pubblico, sviluppando progetti specifici che consentissero di ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, anche in collaborazione con altre istituzioni.

Sul fronte della selezione delle informazioni verso l'interno della stessa Autorità, quotidianamente sulla sua pagina intranet vengono pubblicate le rassegne stampa e audiovideo riguardanti i temi di interesse e, in una sezione dedicata, gli articoli di settore più

rilevanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale o quelle rilasciate alle principali emittenti radiotelesive; due volte al giorno è pubblicato e diffuso via mail il c.d. "servizio di aggiornamento notizie" con una selezione degli articoli di stampa di più immediato interesse, estratti anche dalle agenzie di stampa, dai blog, dai siti internet e da Twitter.

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico, il mezzo televisivo è ancora considerato strategico. Pertanto, nell'ultimo trimestre 2015 - dopo il ciclo sviluppato nel 2014 - è stata riattivata la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo - Rai, approvando un piano di comunicazione che prevede otto interventi in programmi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico. Negli ultimi mesi del 2015 è stata approvata anche la prima parte di un nuovo piano da sviluppare nel 2016 (sempre nell'ambito della convenzione stipulata con la Rai), che prevede sette ulteriori interventi, di cui quattro televisivi e tre radiofonici.

Numerose altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi radiotelevisivi (*Unomattina*, *Mi manda Rai 3*, *Fuori Tg* ecc.).

Nel corso dell'anno sono poi stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle riforme più importanti sviluppate dall'Autorità, con un *focus* sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: in particolare, la Bolletta 2.0, la riforma delle tariffe elettriche, l'approvazione a livello nazionale del nuovo MTI-2.

Sul fronte dell'ideazione e della realizzazione di prodotti video, in collaborazione con la struttura Rai Expo nell'ambito della convenzione Rai, sono stati utilizzati e diffusi in molteplici occasioni due brevi video (c.d. "scintille informative"), che hanno raccontato al pubblico come il mondo dell'energia sia sempre più interconnesso a livello europeo con un sistema che sempre più diviene integrato a livello continentale, per sfruttare al meglio le caratteristiche di ciascun Paese.

Nell'ultima parte del 2015, infine, è stata avviata la progettazione di una campagna di comunicazione istituzionale dell'Autorità, per informare il grande pubblico in merito alle importanti novità in tema di riforma delle tariffe elettriche e per rammentare la messa a disposizione alle famiglie disagiate economicamente dei bonus elettrico e gas. Nello specifico, sono state sviluppate le linee creative ed è stato predisposto un primo *media planning-media buying* di uno spot radiotelevisivo e web per la realizzazione di una campagna rivolta al target primario dei consumatori domestici. Tutto ciò in piena coerenza con l'azione di comunicazione complessiva dell'Autorità e nel rispetto di quanto previsto dalla normativa per la pubblica amministrazione. La campagna è stata strutturata con l'ausilio dell'agenzia di comunicazione selezionata attraverso una gara pubblica.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione sulla stampa

La *media analysis* stampa 2015 (gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio 2015 - dicembre 2015) è basata su un totale di 3.525 articoli in cui è stata citata l'Autorità e, nel complesso, evidenzia risultati positivi, proseguendo il trend già individuato nel 2014.

I contatti con *sentiment* positivo o neutro, infatti, sono stati pari al 94,5% del totale, suddivisi tra *sentiment* positivo, 54,5% (+2,1%

rispetto al 2014), e *sentiment* neutro, 35% (-3,5% rispetto al 2014). Si è, dunque, registrata una lieve flessione sul fronte quantitativo assoluto, anche se resta sostanzialmente invariata la *readership* complessiva, pari a 770.000.000, di cui il 66% è stato rilevato da quotidiani nazionali, il 26% da testate regionali, locali e *free press*, mentre il 6,5% è da attribuire ai periodici e circa l'1% alla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di competenza dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata si è divisa tra energia elettrica (56,5% degli articoli), gas (25%) e idrico (18,5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità in termini di *readership* crescono quelli legati a prezzi/tariffe (58,5%); il tema mercato pesa per oltre un terzo (34%), mentre le tematiche legate ai diritti dei consumatori rappresentano il 5%. Tra gli strumenti a beneficio del consumatore, il più seguito è stato quello dei bonus energia elettrico e gas, seguito dallo Sportello per il consumatore di energia (Sportello), dal Trova offerte e dalla Bolletta 2.0, mentre è diminuito l'interesse per il Servizio conciliazione clienti energia (Servizio conciliazione) e per il sito internet dell'Autorità.

Analizzando in dettaglio i singoli settori dell'energia elettrica e del gas, l'attenzione della stampa si è concentrata maggiormente sulla riforma delle tariffe elettriche e sugli aggiornamenti trimestrali delle condizioni di tutela; molto spazio è stato dedicato pure all'introduzione della Bolletta 2.0 e alla possibilità di rateizzare le bollette anche dopo la scadenza. Nel 2015 gli articoli sui quotidiani nazionali e sulla stampa periodica sono risultati in crescita tra il primo e il secondo semestre 2015, totalizzando, rispettivamente, 606 e 194 articoli; in termini quantitativi (vista la capillare diffusione sul territorio) è la stampa regionale, locale e *free press* a concedere il maggiore spazio all'Autorità, con 1.661 articoli. Risulta tendenzialmente in crescita anche la stampa tecnica e di settore, con 966 articoli.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione su radio e televisione

La *media analysis* radio-Tv per l'anno 2015 evidenzia un incremento della presenza dell'Autorità nelle trasmissioni televisive e radiofoniche rispetto al 2014. Al lordo dei risultati delle trasmissioni in convenzione Rai, sono infatti 172 le clip interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (156 durante il 2014), di cui 147 sono quelle Tv. Per quanto riguarda il *sentiment*, il 93% delle citazioni Tv è risultato positivo (69% positivo, 24% neutro).

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati 121 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2014 (151 milioni).

La *media analysis* conferma il maggior spazio concesso all'Autorità sulle reti del Servizio pubblico Rai rispetto alle televisioni commerciali, con la prevalenza di Rai1 (41%) e Rai3 (20%), seguite da Canale5 (17%). Per quanto riguarda la radio, sono *Rai-Radio uno* e *Radio 24* ad aver citato più spesso l'Autorità. In Tv l'Autorità risulta presente soprattutto nei telegiornali (60% delle citazioni totali), seguiti dai programmi c.d. "contenitore" (22,5%) e dalle rubriche (17,5%); anche in radio prevalgono i giornali-radio (53%), seguiti dalle rubriche (35,5%) e, in misura minore, dalle trasmissioni contenitore (11,5%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi/tariffe risultino quelli più seguiti: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei tre settori: energia elettrica, gas e acqua) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione (48,5%). Per la radio, mentre il primo semestre 2015 è stato principalmente appannaggio dei temi legati al mercato, il secondo semestre ha visto anch'esso la prevalenza dell'argomento prezzi/tariffe. All'interno dei temi consumeristici, i più seguiti in Tv sono stati gli spazi dedicati allo Sportello e al sito internet dell'Autorità: entrambi si sono assestati intorno al 25%.

Risultati della convenzione Rai

Nell'ambito della convenzione sottoscritta dalla Rai e dall'Autorità, nel 2015 è stato sviluppato un nuovo piano di comunicazione, basato sulla realizzazione di specifici spazi di approfondimento relativi alle tematiche legate all'attività dell'Autorità, all'interno di trasmissioni televisive di grande ascolto e con tipologie di pubblico diversificate.

A tal fine, sono stati selezionati *Unomattina*, lo storico programma di Rai1, in onda dal lunedì al venerdì dalle 6.10 alle 12.00, e *Geo*, il programma di approfondimento scientifico-naturalistico e di attualità di Rai3, in onda dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00.

Il piano di comunicazione è stato strutturato in otto interventi televisivi (quattro a *Unomattina* e quattro a *Geo*), incentrati sugli obiettivi individuati dal Piano strategico dell'Autorità, nell'ambito delle azioni mirate a informare il consumatore, a renderlo maggiormente consapevole e, dunque, in grado di operare le proprie scelte e di tutelare i propri diritti.

La scelta di comunicazione è stata quella di far interagire l'Autorità con il grande pubblico, senza filtri, con naturalezza e trasparenza, attraverso la partecipazione in studio del Presidente e degli altri Componenti, utilizzando anche grafiche e schede predisposte *ad hoc*. I temi principali sono stati: lo Sportello, le condizioni di fornitura dell'energia elettrica e del gas, la riforma delle tariffe elettriche e del mercato libero, i bonus elettrico e gas, la Bolletta 2.0, gli strumenti per i consumatori, con particolare riferimento al Servizio conciliazione dell'Autorità, le tariffe del servizio idrico. La campagna si è sviluppata tra il 28 ottobre e l'11 dicembre 2015, con una pianificazione dei cicli all'interno dei quali sono stati previsti interventi con cadenza settimanale o bi-settimanale, in modo da rafforzare la percezione attraverso la continuità della comunicazione. La *coverage* di tutte le clip analizzate è pari a 7.189.000, di cui 4.187.000 derivanti da Rai1 e 3.002.000 da Rai3. La tematica maggiormente affrontata è stata quella riconducibile ai diritti dei consumatori. Come riflesso, gli interventi si sono focalizzati sul sito internet (*coverage* 9.507.000 telespettatori, ovvero il 28% del totale), seguito dallo Sportello (8.530.000 spettatori, corrispondenti al 25% del totale), dal Trova offerte (6.051.000 spettatori, corrispondenti al 17% del totale), dalla Bolletta 2.0 e dal Servizio conciliazione (con 3.450.000 spettatori ciascuno, pari al 10% del totale); seguono il bonus elettrico (con una *coverage* di 2.426.000, corrispondente al 7%) e, infine, il bonus gas (con 1.030.000 spettatori, pari al 3%).

Nel complesso, in valore assoluto di dati Auditel, gli otto interventi hanno registrato un ascolto medio di circa 1.200.000 spettatori, con punte di 1.700.000, e uno *share* medio del 14% circa. Si tratta di risultati in linea, se non addirittura superiori, alle migliori medie dei programmi televisivi. Nell'insieme si sono raggiunti oltre 10 milioni di spettatori.

Comunicazione tecnica e web

Nel corso dell'ultimo anno il sito dell'Autorità ha registrato 3 milioni e mezzo di accessi, di cui quasi il 20% da dispositivi mobili (smartphone e tablet), corrispondenti, secondo le valutazioni di *Google Analytics*, a circa 1.700.000 utenti.

Il sito prevede un aggiornamento costante e quotidiano: nel corso del 2015 sono stati pubblicati 668 delibere, 58 consultazioni, 102 schede tecniche, 39 determine, 108 comunicati per gli operatori, 24 comunicati e note stampa, materiale relativo a più di 20 eventi e

a 30 incontri tenuti dai vertici dell'Autorità, 16 avvisi di interesse per collaborazioni e bandi di concorso per l'assunzione in ruolo e a tempo determinato, 9 gare di appalto.

Oltre a ciò, sono state create nuove sezioni, come quella dedicata alle attività dell'Osservatorio, istituito con la delibera 83/2015/A, e alcuni GdL che sono stati costituiti al suo interno.

È stata riorganizzata e ampliata la sezione dedicata al Servizio conciliazione, in cui si è dato rilievo all'istituzione dell'elenco degli organismi ADR; è stata rinnovata la pagina "Gare di distribuzione gas" con la creazione di una maschera di ricerca, che rende facilmente consultabili i dati sulle stazioni appaltanti; sono state realizzate pagine tematiche dedicate ai Sistemi semplici di produzione e consumo, ai Codici di accesso ai servizi, allo *smart metering*; infine, sono state riorganizzate e aggiornate le pagine sulla separazione funzionale e sulla separazione contabile.

Si è anche provveduto alla pubblicazione, in modalità navigabile, del nuovo *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, rendendo così visibile, per ogni obiettivo, la relazione con le delibere e le consultazioni che garantiscono l'attuazione delle linee di intervento.

Nel corso dell'anno è stato progettato e realizzato il nuovo "mini sito" dedicato alla Bolletta 2.0, uno strumento rivolto ai clienti dell'energia elettrica e del gas naturale serviti in regime di tutela, il quale ha lo scopo di facilitare la comprensione delle nuove bollette che i clienti riceveranno a partire dal 2016, come stabilito dall'Autorità (cfr. il Capitolo 7 di questo Volume).

Per questo sito, accessibile autonomamente o attraverso il banner presente nella home page del portale, è stata scelta una grafica semplice e pulita che faciliti la navigazione. Le sue pagine descrivono puntualmente le informazioni che, a partire dalle fatture dei consumi di gennaio 2016, il cliente trova nella nuova bolletta sintetica, e forniscono spiegazioni dettagliate sulle singole voci di spesa che compongono gli importi fatturati. A completare le informazioni, sono presenti un glossario e le tabelle con l'aggiornamento trimestrale dei prezzi dettagliati per le varie tipologie di clienti serviti in regime di tutela. Nei primi tre mesi il sito ha registrato circa 20.000 visite, con una permanenza media di circa tre minuti e una prevalenza di visite alle pagine dedicate al dettaglio delle voci di spesa.

Per quanto riguarda l'attività social, dall'account ufficiale di Twitter, che conta 6.800 *followers*, sono partiti nel corso del 2015 circa 60 tweet al mese, che hanno ottenuto circa 40.000 visualizzazioni, con un tasso di interazione (click, retweet, like ecc.) del 2%.

Nel corso dell'anno sono state pubblicate sulla piattaforma *Slideshare* circa 20 presentazioni in occasione di seminari o conferenze organizzati dall'Autorità. Le statistiche della piattaforma rilevano un totale di circa 80.000 visualizzazioni totali annue, la maggior parte delle quali (circa 60.000) ha riguardato le presentazioni relative all'apertura del registro REMIT degli operatori.

Nel periodo 1 gennaio 2015 – 31 dicembre 2015, in base alla *web analysis* dedicata, sono stati rilevati 7.089 *mention/post* - in cui si è parlato direttamente dell'Autorità in esito alle azioni di comunicazione - per il 94,4% di valore positivo (la grandissima parte di questi, 6.667 *mention*, di segno neutro, +4% rispetto al 2014), per il 5,6% negativi (398, -2,7% rispetto al 2014). Il tema elettricità è stato il più citato con 3.023 post (+7% rispetto al 2014). Seguono il gas con 2.742 post (+43% rispetto al 2014), poi l'acqua con 845 post (-40% rispetto al 2014) e da ultimo le fonti rinnovabili con 681 post (-60% rispetto al 2014).

A livello di fonti analizzate in tutta la rete, quest'anno i siti di news sono stati i più attivi con il 37% delle *mention* totali (2.641), seguiti da Twitter (1.439), dai blog (1.331), dai siti web dei quotidiani (608), da Facebook (544) e dai forum (325). Analizzando in particolare i soli *social network*, nel 2015 quello in cui più si è citata l'Autorità è stato Twitter (20% delle *mention* totali), sul quale si riscontra anche il maggior numero di *mention* negative (160) rispetto a tutti gli altri social. Twitter, tuttavia, risulta essere al primo posto anche fra le fonti "amiche", con il 45% delle *mention* positive. Secondo i dati analizzati, nel 2015, rispetto all'anno precedente, risulta in leggera diminuzione la presenza assoluta in termini di citazioni dell'Autorità sulle piattaforme *social* prese in considerazione (Twitter, Facebook, Google Plus), ma diminuisce anche la percezione negativa, considerando la crescita percentuale delle *mention* positive.

Eventi e seminari

Gli eventi sono ritenuti di particolare efficacia sia per diffondere la conoscenza relativa alle funzioni istituzionali dell'Autorità, ai suoi compiti, alla sua azione a tutela del consumatore, sia per veicolare i contenuti di maggiore rilievo.

Oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti, come la cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale*, le audizioni periodiche e i seminari interni, dal 31 marzo 2015 al 31 marzo 2016 sono state realizzate alcune iniziative dedicate a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia.

Tra queste, si evidenziano le seguenti:

- Seminario *Sistemi efficienti d'utenza – SEU. Aspetti regolatori, fiscali e operativi*, Milano 11 giugno 2015 – Roma, 18 giugno 2015.

Il seminario è stato organizzato, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE) e con l'Agenzia delle dogane, allo scopo di fornire chiarimenti agli operatori e ai soggetti interessati per quanto concerne i Sistemi efficienti di utenza, sia per gli aspetti regolatori, sia per quelli fiscali e operativi, anche al fine di una razionalizzazione delle configurazioni impiantistiche esistenti e di nuova realizzazione.
- Incontro sul discorso di presentazione della *Relazione Annuale 2015* – Milano, 13 luglio 2015.

L'incontro è stato organizzato allo scopo di proporre una modalità innovativa di coinvolgimento degli *stakeholders* nel processo di rendicontazione al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri che l'Autorità realizza attraverso la presentazione annuale della relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, prevista dalla legge istitutiva n. 481/95.
- *Forum della regolazione dell'energia elettrica*, Firenze, giugno 2015 e marzo 2016.

La Commissione europea, con il supporto dell'Autorità, ha organizzato il XXVIII e il XXX Forum della regolazione dell'energia elettrica.
- Seminario *Attività e piattaforme informatiche inerenti agli affdamenti delle gare gas* – Milano, 23 luglio 2015.

Il seminario, indirizzato in particolare alle stazioni appaltanti, agli enti locali, ai soggetti istituzionali e alle associazioni, era finalizzato a illustrare ai soggetti interessati le attività predisposte dall'Autorità in materia di gare gas.
- Giornata di studio su *Smart Distribution System: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica* – Milano, 28 settembre 2015.

L'iniziativa, organizzata con la collaborazione del Politecnico di Milano, ha avuto come oggetto gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, in tema di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica (*Smart Distribution System*). La giornata di studio ha presentato, oltre al punto di vista dei gestori di rete, una panoramica sui progetti *smart grids* in Europa, elaborata dal *Joint Research Center*, e un intervento dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) per quanto concerne i servizi di comunicazione richiesti per lo sviluppo di *Smart Distribution System*.
- Convegno *Bonus sociale, fuel poverty e clienti vulnerabili: il contesto italiano* – Roma, 3 novembre 2015.

Il convegno è stato ideato con l'obiettivo di considerare possibili strumenti disponibili a contrasto della *fuel poverty*, a partire dallo stato di attuazione della disciplina dei bonus sociali elettrico e gas. Nel corso del convegno sono stati illustrati alcuni dati che identificano il beneficiario medio del bonus sociale, ed è stato approfondito il nesso tra tale strumento e quelli che vengono usualmente identificati come utili per il più ampio contrasto alla *fuel poverty*. L'Autorità ha proposto tale momento di confronto come ulteriore contributo al dibattito in corso per l'eventuale ridefinizione delle tutele destinate ai clienti economicamente vulnerabili.
- Seminario *Sistemi di comunicazione per gli smart meter di seconda generazione* – Milano, 11 dicembre 2015.

L'Autorità, a seguito dei contributi scritti, pervenuti in esito alla pubblicazione del documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel, e alla pubblicazione di una scheda di approfondimento tecnico, ha organizzato, in collaborazione con l'AGCOM, un incontro finalizzato alla valutazione e alla discussione pubblica dei temi indicati nella citata scheda di approfondimento.
- Seminario *Riforma del dispacciamento elettrico (RDE)* – Milano, 14 dicembre 2015.

Il seminario, aperto a tutti gli operatori, alle associazioni e ai soggetti interessati, ha illustrato il programma di lavoro 2016 del progetto di riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento elettrico, avviato con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, fornendo in particolare un approfondimento in merito alle prime tematiche che saranno oggetto di intervento dell'Autorità, ossia la disciplina degli sbilanciamenti effettivi e la possibile introduzione dei prezzi negativi.
- Seminario *Consultazione sul Piano di sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale* – Milano, 20 gennaio 2016.

Nell'ambito della consultazione sul Piano decennale di sviluppo della RTN, l'Autorità ha organizzato un incontro per la presentazione dello schema di Piano decennale 2015 da parte di Terna, a beneficio dei soggetti rappresentativi del sistema elettrico, quali gli operatori, i consumatori e le loro associazioni.

- Seminario *La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato* – Milano, 22 gennaio 2016.
Durante il seminario sono stati illustrati i criteri, le regole e le principali modalità applicative definiti dalle delibere in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato (23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr), della convenzione tipo (23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr) e dell'MTI-2 (28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr).
- Seminari *La regolazione per i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC)* – Milano, 10 febbraio 2016 – Roma, 21 marzo 2016.
L'Autorità ha organizzato due seminari per presentare la regolazione da applicarsi agli SDC, oltreché i primi passi operativi che dovranno essere intrapresi dai gestori di tali sistemi. L'iniziativa si inserisce nell'ambito delle azioni prodromiche necessarie per la piena attuazione della regolazione in materia, a decorrere dall'1 gennaio 2017.
- Seminari *Il registro REMIT a un anno dalla sua istituzione* – Milano, 15 e 31 marzo 2016.
A distanza di un anno dall'adozione della delibera che ha istituito il registro REMIT (5 marzo 2015, 86/2015/E/com) e prima dell'avvio dell'attività di *reporting* dei contratti bilaterali, previsto per il 7 aprile 2016, l'Autorità ha organizzato due seminari informativi a Milano. L'iniziativa si è posta l'obiettivo di approfondire e chiarire agli operatori le principali questioni e le criticità emerse durante il primo anno di funzionamento del predetto registro, nonché di rammentare i principali adempimenti relativi alla registrazione, propedeutici all'attività di *reporting* dei contratti OTC.
- Seminario rivolto agli analisti finanziari e investitori – Milano, 12 ottobre 2015.
Il seminario, riservato ai soli operatori finanziari, è stato organizzato in risposta alle numerose richieste pervenute da parte dei principali analisti finanziari. Nel corso dei lavori sono stati illustrati gli orientamenti posti in consultazione, tra cui: il riconoscimento del costo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (quinto periodo regolatorio); le modifiche nel tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas (periodo regolatorio del tasso di remunerazione); la definizione di sistemi di perequazione nel servizio idrico integrato e la predisposizione di una o più convenzioni

(mantenimento dell'equilibrio economico finanziario e criteri di subentro); lo stato e l'evoluzione della regolazione asimmetrica e innovativa (MTI-2).

- Conferenza *I 20 anni della legge n. 481/95* – Milano, sito EXPO, 27 ottobre 2015.

In considerazione dei 20 anni trascorsi dall'entrata in vigore della legge n. 481/95, l'Autorità ha organizzato una conferenza per promuovere un momento di riflessione e di confronto su tale provvedimento legislativo, sull'opportunità di una sua implementazione nei diversi settori oggi regolati (energia, acqua, telecomunicazioni, poste e trasporti) e, soprattutto, sugli effetti che si sono prodotti nei settori oggetto della regolazione.

Data l'importanza dell'argomento, è stato scelto come sede dell'evento il sito dell'Esposizione universale EXPO 2015, offrendo l'opportunità di un impegno collettivo per affrontare le molte criticità ancora presenti.

Biblioteca

Nel corso del 2015 è proseguita l'attività della biblioteca che, dopo 16 anni, dispone di una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati a disposizione del personale dell'Autorità.

In particolare, nel corso del 2015 è cresciuto il numero di volumi a disposizione nelle sezioni sistema idrico e teleriscaldamento\tele-raffrescamento, anche in relazione alle nuove esigenze emerse con l'attribuzione di nuovi settori di competenza all'Autorità.

È stata, inoltre, potenziata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, ebook) che permette di ottenere, oltre a un risparmio economico, anche una maggiore fruibilità interna. Sono stati organizzati anche momenti di formazione per i dipendenti, al fine di un migliore utilizzo delle banche dati.

Il catalogo della biblioteca attualmente consta di circa 4.500 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili più di 90 riviste cartacee e on line di carattere giuridico-economico e, comunque, attinenti al campo energetico.

Oggi la biblioteca partecipa al circuito ESSPER, che offre un servizio di *document delivery* e, inoltre, si propone di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, offrendo una banca dati di spoglio di periodici, che comprende oltre 850 titoli italiani.

Organizzazione

Nel corso del 2015 l'Autorità ha ulteriormente consolidato l'assetto organizzativo, introdotto con la delibera 30 maggio 2013, 226/2013/A, che si articola in tre Dipartimenti: il Dipartimento per il coordinamento, gli affari giuridici e le relazioni istituzionali; il Dipartimento per la regolazione; il Dipartimento per l'*enforcement* e gli affari dei consumatori.

Con la delibera 23 aprile 2015, 177/2015/A, l'Autorità ha istituito un nuovo Ufficio speciale, denominato Regolazione teleriscaldamento e teleraffrescamento (TLR), inquadrato nel Dipartimento per la regolazione (REG), cui sono stati affidati lo svolgimento degli adempimenti connessi con le attività di regolazione generale e individuale, di promozione della concorrenza e di monitoraggio, nonché di controllo e di *enforcement* del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico, sulla base delle nuove competenze attribuite all'Autorità in questi settori.

Sempre con la medesima delibera, l'Autorità ha provveduto:

- ad alcuni interventi manutentivi finalizzati allo svolgimento dei compiti assegnati all'Autorità in attuazione del regolamento REMIT;
- al rafforzamento del presidio legale dell'Autorità, anche tramite un'implementazione e una rimodulazione del ruolo e dell'attribuzione del Consigliere giuridico dell'Autorità;
- all'individuazione di presidi organizzativi specifici, sia pure quali unità organizzative di microstruttura, per le attività di monitoraggio dei flussi informativi con le Regioni e gli enti locali, di gestione dei rapporti con le Autorità di governo del settore idrico e, più in generale, di supporto giuridico per le istruttorie propeedeutiche all'approvazione delle tariffe e per gli adempimenti relativi al Codice dell'ambiente (Unità Integrazione dei servizi idrici e relazioni con il territorio all'interno della Direzione sistemi idrici); per la gestione delle relazioni sindacali, dei rapporti con le università, della formazione del personale, della gestione delle azioni connesse al versamento del contributo per il funzionamento dell'Autorità (Unità Relazioni sindacali, formazione ed entrate, all'interno della Direzione affari generali e risorse);
- alla soppressione di due unità organizzative, Strategia e studi pre-regolatori e Relazioni istituzionali nazionali, con la riattribuzione dei relativi compiti, rispettivamente al Dipartimento per la regolazione e alla Direzione relazioni esterne e istituzionali, divulgazione e documentazione.

Risorse umane e sviluppo del personale

Nel corso del 2015, coerentemente con le politiche di valorizzazione del personale, funzionali all'obiettivo prioritario di consentire l'adempimento efficiente ed efficace delle funzioni attribuite dal legislatore, l'Autorità ha intensificato la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti del reclutamento, della formazione e della gestione delle medesime.

Sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, è proseguita l'attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite negli anni precedenti e in quello di riferimento, anche al fine di supportare il processo di graduale riorganizzazione dell'Autorità che, nel 2015, è continuato con l'istituzione del nuovo Ufficio speciale TLR e altri interventi manutentivi (si veda in proposito il paragrafo precedente).

Riguardo alla gestione delle selezioni bandite negli anni precedenti, sono state ultimate le due delle otto procedure selettive a evidenza pubblica avviate a fine dicembre 2013 ancora *in itinere*, afferenti al profilo funzionale per giornalista professionista e a quello operativo per segretaria direzionale, con l'approvazione delle relative graduatorie e il reclutamento dei vincitori.

Parimenti, si sono concluse le procedure concorsuali (una per la carriera dei funzionari, l'altra per la carriera degli operativi) riservate al personale dipendente dell'Autorità con contratto di lavoro a tempo determinato e in possesso di specifici requisiti di anzianità di servizio, avviate nel 2014 dall'Autorità, sulla base di uno specifico accordo sindacale siglato il 9 giugno 2014 e nell'esercizio della propria autonomia e indipendenza ordinamentale di cui alla legge istitutiva, nonché in coerenza

con quanto previsto dal decreto legge 31 agosto 2013, n. 101, come convertito dalla legge 30 ottobre 2013, n. 125, al fine di favorire una maggiore e più ampia valorizzazione della professionalità acquisita dai propri dipendenti con contratto di lavoro a tempo determinato e, al contempo, di ridurre il numero di detti contratti a termine.

Inoltre, in relazione all'esigenza di reclutare risorse con un adeguato grado di specializzazione nei diversi settori di interesse dell'Autorità, nella seconda metà del 2015 sono state bandite le selezioni pubbliche per 14 distinti profili per posizioni funzionali e per un profilo per una posizione dirigenziale; cinque di esse sono state espletate entro lo stesso anno e le restanti nei primi mesi del 2016, con l'approvazione delle relative graduatorie e l'assunzione dei vincitori.

Tali procedure di reclutamento si sono svolte nel rispetto di quanto previsto dall'art. 22, "Razionalizzazione delle Autorità indipendenti", del decreto legge n. 90/14, convertito con modificazioni dalla legge n. 114/14, comma 4, e della convenzione stipulata con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Sempre riguardo al tema del reclutamento del personale, tenuto conto delle sopravvenute esigenze organizzative e in coerenza con i principi di buon andamento, di economicità, di efficienza e di efficacia dell'azione amministrativa, si sono assunte alcune risorse, utilizzando l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei concorsi e delle selezioni pubbliche ancora in corso di validità.

Si è, altresì, proceduto all'assunzione, con contratto a tempo determinato, di un dirigente per l'incarico di Direttore del dipartimento per la regolazione, nonché, *ad interim*, della Direzione mercati elettricità e gas dell'Autorità, e di un funzionario per lo svolgimento delle funzioni di assistente di un Componente del Collegio dell'Autorità, mediante una selezione diretta, in considerazione della natura fiduciaria dei suddetti incarichi.

Inoltre, in attuazione dell'accordo sindacale sottoscritto il 28 gennaio 2015 in materia di mobilità esterna di personale presso l'Autorità, sono stati immessi in ruolo due funzionari in possesso di specifici requisiti e da diversi anni in posizione di comando presso l'Autorità stessa.

Nell'ambito degli obblighi occupazionali di cui alla legge 12 marzo 1999, n. 68, e, coerentemente con le disposizioni normative attualmente vigenti in materia di assunzioni di personale appartenente alle c.d. "categorie protette", l'Autorità ha assunto in ruolo una risorsa appartenente a dette categorie, a seguito di tirocinio formativo sulla base di un'apposita convenzione.

Nel 2015 si sono assunte, pertanto, 29 risorse, di cui 21 di ruolo (14 funzionari e 7 operativi) e 8 con contratto a tempo determinato (1 dirigente, 5 funzionari e 2 operativi); hanno, invece, cessato il loro servizio in Autorità 2 dipendenti (1 funzionario e 1 operativo).

Per quanto riguarda la formazione, con la delibera 30 luglio 2015, 385/2015/A, l'Autorità ha approvato il Piano di formazione triennale, ai sensi della convenzione in essere tra l'Autorità e la Scuola nazionale dell'amministrazione.

Tale Piano prevede alcuni corsi di formazione manageriale rivolti a tutti i dipendenti, suddivisi in tre categorie: dirigenti e funzionari responsabili di unità, funzionari non responsabili di unità, personale operativo. Ciascun dipendente parteciperà a un corso l'anno, per un totale di due giornate formative.

Il Collegio ha altresì previsto, nel PTCP 2015-2017, approvato con la delibera 313/2015/A, percorsi di formazione dei dipendenti dell'Autorità sui temi dell'etica e della legalità, articolati in due livelli: formazione base (o di primo livello), destinata al personale in coerenza con la mappa dei rischi; formazione avanzata (o di secondo livello), destinata ai dirigenti, ai responsabili e ai dipendenti degli Uffici che operano nelle aree con processi classificati dal PTCP a rischio medio e alto.

Sempre in tema di formazione, nel corso del 2015 si sono svolte le seguenti attività: *workshop* e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di

particolare rilevanza e interesse dell'Autorità; seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche istituzionali; giornate di studio, rivolte a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia, su questioni inerenti al diritto dell'energia.

Nel 2015 è proseguita anche la collaborazione con le 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 e dell'acqua. Le convenzioni in essere sono attualmente 12. Nell'ambito di detta proficua collaborazione, al 31 dicembre 2015 erano attivi 9 assegni di ricerca e 2 *stage*.

Per quanto riguarda le attività più rilevanti inerenti al profilo gestionale, nell'anno di riferimento si è reso necessario procedere all'assegnazione del personale negli organici della modificata struttura organizzativa e ad alcuni ulteriori interventi di mobilità interna, al fine di consentire la migliore operatività della struttura medesima. In merito ai processi periodici di valutazione del personale, si è proceduto, da un lato, alla conclusione formale del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2013 e, dall'altro, allo svolgimento del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2014, rinviando ai primi mesi del 2016 la conclusione di detto processo, con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È poi proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali, improntato su logiche costruttive per la risoluzione delle problematiche emerse. Nel mese di gennaio 2015 è stato siglato un accordo quadro in tema di personale, di orario di lavoro, di telelavoro, di part time e di mobilità esterna, seguendo il solco già tracciato negli anni precedenti, al fine di adottare concrete misure volte a razionalizzare l'organizzazione del lavoro, di realizzare economie di gestione attraverso un impiego più flessibile delle risorse umane, nonché di rafforzare la tutela di situazioni particolarmente meritevoli di attenzione sotto il profilo sociale; è stata introdotta una disciplina sperimentale per il telelavoro del personale dell'Autorità, nelle forme del telelavoro strutturato e del telelavoro diffuso.

Con specifico riferimento all'istituto del telelavoro strutturato, nella fase di prima attuazione, lo stesso è stato concesso a cinque dipendenti.

Sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	102
Operativi	41
Esecutivi	1
TOTALE	160

TAV. 8.3

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	15	4	2
Funzionari	101	24	9
Operativi	41	3	1
Esecutivi	1	0	1
TOTALE	158	31	13

TAV. 8.4

Composizione del personale al 31 dicembre 2015 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

L'Autorità ha poi proseguito le attività finalizzate all'attuazione del citato art. 22 del decreto legge n. 90/14. In base a quanto previsto dal comma 4, nel marzo 2015 l'Autorità ha sottoscritto la convenzione con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale. Ai sensi del comma 5, l'Autorità ha ridotto del 20%, rispetto a quanto erogato nel 2013, il trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti; ha poi confermato la riduzione del 50%, rispetto alla spesa complessivamente sostenuta nel 2013, della spesa per gli incarichi di consulenza, di studio e di ricerca e quella per gli organi collegiali non previsti dalla legge, ai sensi del comma 6.

In base alle previsioni di cui al comma 7, l'Autorità, dopo aver siglato il 17 dicembre 2014 un'apposita convenzione, si è coordinata con l'AGCOM e il Garante per la protezione dei dati personali per lo svolgimento dei servizi strumentali "affari generali", "acquisti e appalti" e "amministrazione del personale", e con la sola AGCOM per la gestione del servizio strumentale denominato "servizi finanziari e contabili".

In virtù delle disposizioni di cui ai commi 9 e 9-bis del medesimo articolo in esame, l'Autorità ha acquistato dalla Città metropolitana di Milano un immobile sito in Milano, corso di Porta Vittoria 27, da adibire a sede della stessa Autorità.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Al fine di rendere coerente l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere come definite dalla pianta organica dell'Autorità, con gli esiti delle procedure di reclutamento speciale e con la prima attuazione della disciplina in materia di mobilità esterna del personale, nel 2015 si è proceduto a modificare opportunamente la suddetta pianta organica che, al 31 dicembre 2015, risulta suddivisa secondo quanto riportato nella tavola 8.3.

Al 31 dicembre 2015, la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 189 unità, delle quali 158 a tempo indeterminato e 31 a tempo determinato (Tav. 8.4). A esse va aggiunto il personale, per un totale di 13 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi, tra l'altro, dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre Amministrazioni pubbliche.

Il personale dipendente ha un'età media di poco inferiore ai 45 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e l'83% è in possesso del diploma di laurea.

Nel corso del 2015 le tavole retributive sono rimaste bloccate per effetto del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122. Nella tavola 8.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, in migliaia di euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito con modificazioni dalla legge 23

TAV. 8.5

Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2015

	DIRIGENTI	FUNZIONARI	IMPIEGATI	ESECUTIVI
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario 103,06	Impiegato 57,10	- -
Direttore Centrale	169,24	Funzionario I 80,15	Coadiutore 48,07	Commesso capo 43,71
Direttore	135,41	Funzionario II 63,20	Aggiunto 37,64	Commesso 33,15
Direttore Aggiunto	121,38	Funzionario III 54,06	Applicato 33,77	- -

giugno 2014, n. 89, l'Autorità applica, ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo

retributivo di 240.000 € annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2015, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio è collegata a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nei Dipartimenti, nelle Direzioni e negli Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato dall'Autorità appare, tuttora, in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come ormai consolidata base, il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un Bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 8.6), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

Va preliminarmente evidenziato come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche e, in particolare: al decreto legge n. 78/10, come convertito dalla legge n. 122/10; al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; al decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; al decreto legge

n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14; al decreto legge n. 90/14, come convertito dalla legge n. 114/14. Nel corso dell'esercizio 2015, la somma versata al Bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 7,03 milioni di euro.

È da sottolineare come l'applicazione di dette disposizioni costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati per legge, non ultimi quelli di regolazione del settore idrico.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul Bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un decremento, dovuto anche alle tensioni sui prezzi dei prodotti energetici nei mercati mondiali che ha determinato una contrazione del gettito ricevuto dai soggetti regolati. Per l'esercizio 2015, l'Autorità ha ritenuto di confermare l'aliquota del contributo dovuto dai soggetti regolati nei settori dell'energia elettrica e del gas, determinandola nella misura dello 0,28 per mille dei ricavi, a fronte dello 0,3 per mille applicato fino al 2013, mentre per i soggetti regolati del settore

TAV. 8.6

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto
Milioni di euro; esercizi finanziari

	2014	2015
ENTRATE DELLA GESTIONE	70,15	85,53
Contributo a carico dei soggetti regolati	59,34	56,44
Altre entrate	10,81	4,09
Utilizzo Fondo acquisizioni patrimoniali	0,00	25,00
SPESE DELLA GESTIONE	(52,92)	(102,98)
Spese correnti	(43,52)	(51,57)
- Funzionamento degli organi istituzionali	1,27	1,15
- Personale in servizio	21,46	27,18
- Oneri prev. e assistenziali per personale e organi istituzionali	6,29	7,23
- Prestazioni di servizi rese da terzi	5,04	6,34
- Canoni di locazione	3,86	3,58
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	5,49	5,40
- Rimborsi	0,11	0,69
Trasferimenti	(9,40)	(9,19)
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	2,17	2,17
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	7,23	7,02
Spese in conto capitale	(0,20)	(42,22)
Acconto Fondo acquisizioni patrimoniali	(25,00)	(0,00)
Variazione dei residui attivi	(0,20)	(0,00)
Variazione dei residui passivi	1,45	0,64
AVANZO DELL'ESERCIZIO	(6,72)	(16,81)

idrico, l'aliquota contributiva è stata confermata pari allo 0,25 per mille anche per l'esercizio 2015.

Riguardo alle uscite, la principale voce si riferisce al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, di accantonamenti per fine rapporto, di straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 27,18 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. 201/11, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 7,1 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze - e all'interno dei vincoli di spesa previsti - come per esempio le esigenze correlate

ai compiti assegnati all'Autorità in aggiunta ai compiti stabiliti dalla legge istitutiva, quali appunto quelli derivanti dalla fase di prima attuazione della regolazione del settore idrico, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo dell'attuale dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati, inoltre, affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, la reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Un impatto sulla spesa corrente degno di nota è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge 24 dicembre 2012, n. 228, che a sua volta richiama l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191.

Si tratta di un contributo derivante da una quota parte delle entrate percepite istituzionalmente da alcune Autorità amministrative indipendenti individuate dal legislatore, versato a titolo di finanziamento straordinario, a favore di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto precisamente individuate. Per l'esercizio 2015, l'onere determinato a carico di questa Autorità è risultato pari a 2,17 milioni di euro.

Elemento centrale del rendiconto per l'esercizio 2015 è costituito dall'acquisizione, a titolo di proprietà, di un immobile, ai sensi dell'art. 22 del decreto legge n. 90/14, quale sede dell'Autorità. A seguito di formali procedure di pubblico interesse e nel pieno rispetto della normativa in materia (ivi compresa la stima peritale rilasciata dalla competente Agenzia del territorio), nel mese di dicembre 2015 si è concluso l'acquisto di detto immobile dalla Città metropolitana

di Milano (ex Provincia di Milano), per un onere complessivo di 42 milioni di euro. Le rimanenti spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e mobili, all'interno dei vincoli di spesa previsti. Si è provveduto, altresì, alla costituzione di un Fondo di parte capitale per eventuali future acquisizioni patrimoniali.

L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.

**Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico**

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Relazioni esterne e istituzionali,
Divulgazione e Documentazione

Piazza Cavour 5, 20121 Milano

tel. 02 655 651

e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

La carta utilizzata per la stampa di questi volumi è *Revive 100 Natural Uncoated*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera danese che utilizza esclusivamente biocombustibile, sapone naturale per sbiancare le fibre riciclate e che riutilizza tutti gli scarti della lavorazione della carta per la produzione di cemento e altri materiali. *Revive 100 Natural* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.



