



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



RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2015

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 2015

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>

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.	7
Evoluzione normativa del settore idrico	pag.	8
Coordinamento internazionale	pag.	9
Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea	pag.	9
Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea	pag.	15
Evoluzione della legislazione italiana	pag.	20
Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni	pag.	27
Segnalazioni	pag.	27
Pareri e proposte al Governo	pag.	30
Audizioni presso il Parlamento	pag.	31
Rapporti con le altre istituzioni	pag.	39
Capitolo 2. Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica settoriale	pag.	42
Unbundling	pag.	43
Regolamentazione dell'unbundling	pag.	43
Certificazione del gestore del sistema di trasmissione e di trasporto	pag.	44
Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico	pag.	45
Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento	pag.	45
Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti	pag.	49
Regolamentazione tecnica: servizio di trasporto	pag.	50
Regolamentazione tecnica: impianti essenziali	pag.	52
Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi	pag.	57
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	60
Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	pag.	71
Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione	pag.	72
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio	pag.	72
Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita	pag.	76
Progetti pilota e sperimentazioni	pag.	81
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico	pag.	83

Capitolo 3. Regolamentazione nel settore del gas | settoriale

Unbundling		pag.	89
	Regolamentazione dell'unbundling	pag.	89
	Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag.	89
Regolamentazione delle reti		pag.	89
	Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag.	89
	Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi	pag.	91
	Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag.	95
	Misure di salvaguardia del sistema gas	pag.	99
	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	99
	Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	pag.	110
Promozione della concorrenza		pag.	111
	Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio	pag.	111

Capitolo 4. Teleriscaldamento e teleraffrescamento | settoriale

Nuove funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità		pag.	117
Avvio delle attività		pag.	118

Capitolo 5. Regolamentazione e attività svolta nel settore idrico | settoriale

Regolazione tariffaria, unbundling e convenzione tipo		pag.	122
Tutela dell'utenza del settore idrico		pag.	131
Tutela dei consumatori		pag.	135

Capitolo 6. Attuazione della regolamentazione, vigilanza e contenzioso | intersettoriale pag. 138

Quadro strategico pag. 139

Attività propedeutica alla regolamentazione pag. 140

Attività di consultazione pag. 140

Analisi di impatto della regolazione pag. 143

Provvedimenti assunti pag. 144

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati pag. 146

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni pag. 151

Vigilanza e controllo pag. 154

Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires pag. 167

Attuazione del regolamento REMIT pag. 172

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi pag. 173

Contenzioso pag. 178

Capitolo 7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | intersettoriale pag. 186

Tutela dei consumatori pag. 187

Mercato elettrico pag. 187

Mercato del gas pag. 191

Mercato elettrico e del gas pag. 200

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori pag. 206

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici pag. 210

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas pag. 212

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori pag. 217

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie pag. 227

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute pag. 230

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie pag. 236

Efficienza energetica negli usi finali pag. 237

Attività di regolazione pag. 237

Attività di gestione pag. 237

Capitolo 8. Comunicazione, organizzazione e risorse intersettoriale	pag. 240
Accountability, trasparenza e anticorruzione	pag. 241
Comunicazione	pag. 243
Organizzazione	pag. 249
Risorse umane e sviluppo del personale	pag. 250
Gestione economico-finanziaria	pag. 253

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Dettaglio degli oneri A ₃	pag. 65
Tav. 2.2	Sintesi delle dichiarazioni delle imprese energivore relative al 2013	pag. 67
Tav. 2.3	Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2014 della Ricerca di sistema elettrico nazionale	pag. 85
Tav. 2.4	Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2014 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti	pag. 87
Tav. 3.1	Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas	pag. 107
Tav. 6.1	Obiettivi strategici del Quadro strategico 2015-2018	pag. 139
Tav. 6.2	Sintesi delle attività di consultazione	pag. 141
Tav. 6.3	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2013 e 2014	pag. 145
Tav. 6.4	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2010-2014	pag. 155
Tav. 6.5	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2010-2014	pag. 156
Tav. 6.6	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni dell'energia elettrica e del gas metano	pag. 157
Tav. 6.7	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura	pag. 157
Tav. 6.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 158
Tav. 6.9	Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel	pag. 159
Tav. 6.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita appartenenti al medesimo gruppo societario in materia di unbundling	pag. 159

Tav. 6.11	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio	pag. 160
Tav. 6.12	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. 161
Tav. 6.13	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio	pag. 161
Tav. 6.14	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 162
Tav. 6.15	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 163
Tav. 6.16	Verifica ispettiva nei confronti di una piccola impresa di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio	pag. 163
Tav. 6.17	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 164
Tav. 6.18	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione	pag. 165
Tav. 6.19	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE	pag. 165
Tav. 6.20	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe per gli anni 2012, 2013 e 2014 e di restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011	pag. 167
Tav. 6.21	Classificazione delle motivazioni fornite dagli operatori	pag. 171
Tav. 6.22	Violazioni contestate nel 2014	pag. 177
Tav. 6.23	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2014	pag. 179
Tav. 6.24	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2014	pag. 179
Tav. 6.25	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2014	pag. 180
Tav. 7.1	Fornitori di ultima istanza e fornitori del servizio di default individuati per gli anni termici 2014-2015 e 2015-2016	pag. 197
Tav. 7.2	Incidenza, sul totale dei C ^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 204
Tav. 7.3	Chiamate pervenute al call center dello Sportello	pag. 208
Tav. 7.4	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello	pag. 209
Tav. 7.5	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello	pag. 210
Tav. 7.6	Standard generali di qualità dei call center	pag. 214
Tav. 7.7	Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel I e nel II semestre 2014	pag. 216
Tav. 7.8	Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore	pag. 219
Tav. 7.9	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 221
Tav. 7.10	Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 222
Tav. 7.11	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 223
Tav. 7.12	Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 224
Tav. 7.13	Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 225
Tav. 7.14	Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015	pag. 226

Tav. 7.15	Ripartizione delle famiglie beneficiarie dei bonus nel 2014 per area geografica	pag. 231
Tav. 7.16	Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione, ripartite per macroaree	pag. 231
Tav. 7.17	Famiglie per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso	pag. 232
Tav. 7.18	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico	pag. 232
Tav. 7.19	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2015	pag. 232
Tav. 7.20	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico	pag. 233
Tav. 7.21	Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartite per macroaree	pag. 233
Tav. 7.22	Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso	pag. 234
Tav. 7.23	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas	pag. 234
Tav. 7.24	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico	pag. 234
Tav. 8.1	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità	pag. 252
Tav. 8.2	Composizione del personale al 31 dicembre 2014 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 252
Tav. 8.3	Retribuzione lorda per carriera e grado	pag. 252
Tav. 8.4	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 253

Indice delle figure

Fig. 2.1	Gettito della componente A ₅ ed erogazioni approvate	pag. 84
Fig. 5.1	Reclami attinenti al sistema idrico pervenuti all'Autorità negli anni 2013, 2014, e nel primo trimestre 2015	pag. 136
Fig. 6.1	Operatori sottoposti alla vigilanza Robin Hood Tax	pag. 169
Fig. 6.2	Addizionale Ires dovuta dagli operatori vigilati	pag. 169
Fig. 6.3	Addizionale Ires dovuta dai principali gruppi vigilati	pag. 169
Fig. 7.1	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 205
Fig. 7.2	Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center	pag. 214
Fig. 7.3	Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center	pag. 215
Fig. 7.4	Punteggio globale IQT di sistema	pag. 217
Fig. 7.5	Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello	pag. 218
Fig. 7.6	Canali di attivazione del Servizio conciliazione	pag. 228
Fig. 7.7	Tipologia cliente e settore	pag. 228
Fig. 7.8	Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione	pag. 228

1.

Indirizzi di politica
energetica e rapporti
istituzionali

intersettoriale

Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza

Nel corso del 2014, anno caratterizzato dalle elezioni del Parlamento europeo, nonché dal rinnovamento della Commissione, i principali temi del dibattito istituzionale in Europa hanno riguardato la sicurezza delle forniture gas a seguito della crisi ucraina, la valutazione dello stato di implementazione del mercato interno dell'energia e l'accordo sugli obiettivi clima e ambiente al 2030. In coerenza con le dichiarazioni programmatiche di insediamento della nuova Commissione, tra la fine del 2014 e l'avvio del 2015 hanno preso forma il progetto per la creazione dell'Unione energetica e il Piano di investimenti per l'Europa.

Solo nell'ultimo periodo dell'anno, anche in conseguenza della sospensione delle attività istituzionali per le elezioni del nuovo Parlamento e la nomina della nuova Commissione tra aprile e novembre 2014, gli Stati membri hanno adottato in Comitato i regolamenti per l'adozione del Codice di rete su interoperabilità e scambio di dati gas, le *Linee guida* del Codice di rete per l'allocazione delle capacità e la gestione delle congestioni elettriche, nonché gli *Implementing Acts* del regolamento REMIT.

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

Sicurezza delle forniture gas

Il 28 giugno 2014, la Commissione europea ha pubblicato una comunicazione sulla *Strategia europea sulla sicurezza delle forniture*, risultato di un processo avviato, con l'acuirsi della crisi in Ucraina, dal Consiglio europeo di marzo 2014. La crisi ucraina ha riportato, infatti, l'attenzione europea sia sui meccanismi di solidarietà necessari per far fronte a eventuali tagli alle forniture da parte della Russia, sia sull'esigenza di promuovere la ricerca di nuovi fornitori e lo sviluppo di corridoi alternativi, al fine di garantire la sicurezza energetica dell'Unione. Il Consiglio di giugno 2014, preso atto della comunicazione, ha richiesto con urgenza alla Commissione di fornire un rapporto sugli *stress test* nazionali mirati

a valutare la capacità di resistenza del sistema europeo alle interruzioni delle forniture.

La comunicazione della Commissione sugli *stress test*, pubblicata il 16 ottobre, analizza la resilienza del sistema energetico dell'Unione europea a fronte di possibili crisi delle forniture nei prossimi mesi. La comunicazione si basa sui risultati degli *stress test* effettuati da 38 Paesi, compresi quelli dell'Unione europea, simulando due scenari: l'arresto totale delle importazioni di gas russo nell'Unione e l'interruzione delle importazioni di gas russo via Ucraina per un periodo di uno o di sei mesi. I risultati dei test mostrano che l'interruzione prolungata delle forniture avrebbe un impatto sostanziale, in particolare, nei Paesi est europei e nei Paesi della Comunità energetica. Se, tuttavia, tutti i Paesi cooperassero tra loro, i consumatori domestici

non dovrebbero subire conseguenze anche in caso di interruzione del gas per un periodo di sei mesi. Il rapporto valuta, altresì, una serie di misure nel breve periodo che potrebbero alleviare le conseguenze dell'interruzione di gas e mantenere un corretto funzionamento del mercato interno.

Il citato rapporto sugli *stress test* ha mostrato come il regolamento (CE) 994/2010 avesse già migliorato la situazione europea in caso di blocco delle forniture, ma ha anche evidenziato alcune aree dove sono possibili ampi margini di miglioramento. Nella parte introduttiva del documento, la Commissione dichiara esplicitamente di essere contraria a un approccio *one-size-fits-all*, ritenendo necessaria una certa flessibilità che rifletta il diverso grado di funzionamento del mercato gas nei diversi Stati membri. Un mercato funzionante del gas è sempre il prerequisito necessario per una politica di sicurezza degli approvvigionamenti.

Il 15 gennaio 2015, la Commissione ha, quindi, pubblicato un documento per la consultazione volto a raccogliere i suggerimenti per la revisione del regolamento per la sicurezza degli approvvigionamenti.

Completamento del mercato interno al 2014

A febbraio 2011, il Consiglio dell'Unione europea aveva fissato il 2014 come anno entro cui completare la creazione del mercato unico dell'energia sulla base delle misure definite dal Terzo pacchetto energia. La Commissione, con la comunicazione sui progressi verso il completamento del mercato unico dell'energia, pubblicata il 13 ottobre 2014, dà conto degli sviluppi del mercato nei vari Stati membri. Il pacchetto di documenti¹ si compone della citata comunicazione, di sei allegati tecnici² e del rapporto su i sussidi e i costi dell'energia europea.

Secondo la Commissione, l'integrazione del mercato unico dell'energia ha portato risultati positivi concreti principalmente nei mercati all'ingrosso. In particolare:

- fra il 2008 e il 2012, i prezzi all'ingrosso dell'elettricità sono diminuiti di un terzo, mentre quelli del gas naturale sono rimasti stabili;

- i consumatori hanno più scelta tra i fornitori che concorrono tra di loro proponendo migliori servizi e prezzi più bassi;
- molte delle interconnessioni mancanti sono state completate o sono in costruzione;
- gli scambi transfrontalieri sono aumentati e i gasdotti sono utilizzati in maniera più efficiente grazie alle regole comuni.

Per quel che riguarda ciò che necessita per completare il mercato, la Commissione individua le seguenti azioni:

- promozione degli investimenti in infrastrutture, con particolare attenzione allo sviluppo delle *smart grids*, ed eliminazione delle aree energeticamente isolate. In ambito elettrico, la priorità riguarda il collegamento della penisola iberica, della regione baltica, dell'Irlanda e della Gran Bretagna; nel settore del gas naturale, fine all'isolamento dei Paesi baltici e diversificazione delle fonti di approvvigionamento nei Paesi dell'Europa centro-orientale e sud-orientale;
- approvazione dei Codici di rete per l'elettricità;
- contenimento dell'intervento dei governi ai soli casi in cui il mercato non sia in grado di assicurare gli approvvigionamenti, secondo le *Linee guida* approvate a novembre 2013³;
- rafforzamento dell'approccio regionale all'implementazione (l'ottima collaborazione tra regolatori nel caso del TAP – collegamento Italia-Albania – è citata come esempio da seguire);
- promozione dei consumatori quali soggetti più attivi nel mercato.

Fra i sei allegati alla comunicazione si segnalano in particolare quelli relativi a:

- *Unbundling* e valutazione del modello ITO (*Independent Transport Operator*). La Commissione valuta in quale misura il modello di *unbundling* ITO sia stato in grado di assicurare l'effettiva indipendenza dei TSO (*Transmission System Operator*). Nel rapporto la Commissione, pur sottolineando come i risultati siano da ritenersi solo preliminari poiché gli ITO hanno iniziato

1 Tutti i documenti sono pubblicati su: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_en.htm

2 Questi riguardano: *Sviluppi nei mercati europei dell'energia al 2014*; *Schede Paese*; *Unbundling – Rapporto sul funzionamento del modello ITO*; *Investimenti in infrastrutture*; *Implementazione dei progetti TEN-E, EEPR e PCI*; *Applicazione del Terzo pacchetto*.

3 Comunicazione della Commissione: *Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention* – 5 Novembre 2013 http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_en.pdf

a operare effettivamente soltanto dal 2012, valuta comunque positivamente il modello di *unbundling* ITO, poiché sembra non rilevare alcuna differenza fra i livelli di investimenti fatti dai TSO in regime di OU (*ownership unbundling*) e quelli fatti dai TSO in regime di ITO. Inoltre, riconosce che gli effetti positivi sui commerci transfrontalieri o sulla sicurezza degli approvvigionamenti possono concretizzarsi anche in presenza di un regime di *unbundling* ITO.

- Investimenti. In ottemperanza al regolamento (CE) 256/2014⁴, è richiesto agli Stati membri di notificare alla Commissione europea tutti gli investimenti pianificati in infrastrutture energetiche. La Commissione, tenendo conto delle notifiche ricevute, identifica i *gap*, potenziali e significativi, fra domanda e offerta di energia a livello europeo, nonché gli ostacoli agli investimenti. I dati disponibili evidenziano che gli investimenti sono previsti essenzialmente nel settore elettrico (trasmissione), mentre gli altri settori mostrano una tendenziale riduzione degli investimenti. Per quel che riguarda il settore gas, la Commissione riconosce che i dati ricevuti non sono completi e affidabili, anche se la maggior parte degli Stati membri ha deciso di utilizzare i dati già inviati a ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*).
- Implementazione del Terzo pacchetto. La Commissione elenca le azioni intraprese per promuovere l'implementazione del Terzo pacchetto e ottemperarne gli obblighi, ovvero la valutazione del semplice recepimento formale delle direttive gas ed elettricità nella legislazione nazionale dei vari Paesi⁵ e l'analisi della correttezza della trasposizione. La valutazione è stata effettuata individuando violazioni in quelle che sono considerate le aree fondamentali del Terzo pacchetto e che avrebbero un impatto negativo maggiore sull'integrazione dei mercati: *unbundling*, indipendenza e competenze delle autorità nazionali di regolazione e protezione dei consumatori. La Commissione ha aperto nove casi di EU Pilot⁶ contro gli Stati membri per la scorretta trasposizione delle direttive.

Il rapporto sui sussidi e sui costi dell'energia nell'Unione europea presenta il risultato di uno studio commissionato dalla DG Energy⁷ per quantificare l'intervento pubblico nei mercati dell'energia, a esclusione dei trasporti, dei 28 Stati membri. L'ampiezza e gli effetti dell'intervento statale sul funzionamento dei mercati dell'energia sono al centro del dibattito politico; per tale motivo la Commissione ha deciso di richiedere questo studio che costituisce il primo data base completo su 28 Paesi. I risultati mostrano che nel 2012 il volume totale dell'intervento pubblico nell'energia per i 28 Stati membri è stato di 120-140 miliardi di euro. La quota maggiore di questi sussidi è andata alle fonti rinnovabili, in particolare al solare (14,7 miliardi di euro), all'eolico *onshore* (10,1 miliardi di euro), seguito dalle biomasse (8,3 miliardi di euro) e dall'idroelettrico (5,2 miliardi di euro). Fra i combustibili convenzionali, il carbone ha ricevuto i sussidi più alti (10,1 miliardi di euro), seguito dal nucleare (7 miliardi di euro) e dal gas naturale (5,2 miliardi di euro). Questi dati, comunque, non riflettono né l'allocazione gratuita dei diritti di emissione, né le tasse per il consumo di energia; se questi fattori fossero inclusi, allora il *gap* tra il sostegno alle rinnovabili (38,3 miliardi di euro) e il sostegno alle altre tecnologie (22,3 miliardi di euro) si ridurrebbe. Lo studio stima anche il valore complessivo dell'intervento pubblico nei singoli Stati membri nel periodo 2008-2012 (senza includere l'allocazione gratuita dei diritti di emissione): l'Italia risulta al quarto posto (10,3 miliardi di euro), dopo Spagna (10,4 miliardi di euro), Regno Unito (12,4 miliardi di euro) e Germania (25,5 miliardi di euro).

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030

Nel 2014 il dibattito istituzionale in materia di politiche di clima e ambiente è stato dominato dalla proposta della Commissione relativa a un *Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030* – comunicazione COM (2014) 15 *final* del 22 gennaio 2014. Questa, in sintesi, proponeva un obiettivo vincolante di riduzione dei gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990, ripartito equamente fra gli Stati membri, un obiettivo vincolante a livello di Unione europea

⁴ Regulation (EU) No 256/2014 of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 concerning the notification to the Commission of investment projects in energy infrastructure within the European Union, replacing Council Regulation (EU, Euratom) No 617/2010 and repealing Council Regulation (EC) No 736/96.

⁵ A settembre 2014 solo Romania e Irlanda non avevano ancora recepito le direttive elettricità e gas nella legislazione nazionale.

⁶ EU Pilot è il sistema attraverso cui la Commissione e gli Stati membri discutono le possibili violazioni dell'*acquis* comunitario. EU Pilot è una procedura di pre-infrazione che potrebbe anche chiudersi nel caso le risposte dello Stato membro fossero ritenute soddisfacenti.

⁷ Il rapporto è stato preparato da Ecofys, KPGM e *Centre for Social and Economic Research* (CASE).

e non nazionale per le energie rinnovabili pari al 27%, la revisione della direttiva sull'efficienza energetica, la riforma del sistema ETS e un nuovo sistema di *governance* basato su piani nazionali per un'energia competitiva, sicura e sostenibile.

Il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014, sotto l'egida del semestre di Presidenza italiana dell'Unione europea, nelle sue conclusioni, ha confermato i seguenti obiettivi clima e ambiente al 2030:

- ridurre obbligatoriamente del 40% le emissioni di gas serra rispetto al 1990;
- raggiungere obbligatoriamente almeno il 27% di quota di energia rinnovabile utilizzata a livello europeo. L'obiettivo è vincolante per l'Unione europea nel suo insieme, ma non per i singoli Stati membri, cui viene lasciata la flessibilità di definire gli obiettivi nazionali. Tali singoli obiettivi dovrebbero ispirarsi, quindi, alla necessità di conseguire collettivamente l'obiettivo a livello europeo e devono tener conto del contributo richiesto a ciascuno Stato in relazione ai rispettivi obiettivi per il 2020;
- aumentare l'efficienza energetica almeno del 27% (soglia non vincolante) da riconsiderare nel 2020, avendo in mente l'obiettivo di raggiungere un aumento del 30% nel 2030.

Il 25 febbraio 2015, con la comunicazione *Energy Union*, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione *The Paris Protocol – A blueprint for tackling global climate change beyond 2020*, che illustra una visione per un accordo globale sul clima a Parigi a dicembre 2015, coerente con le decisioni del Consiglio di ottobre 2014 sul Pacchetto 2030 in materia di riduzione delle emissioni.

Unione energetica europea

Il 25 febbraio 2015 la Commissione europea ha adottato sia una comunicazione sull'Unione energetica che definisce le priorità della nuova Commissione in materia di energia, sviluppo delle infrastrutture e cambiamenti climatici, sia una comunicazione sulle interconnessioni elettriche. Tali proposte saranno oggetto di dibattito nelle prossime riunioni del Consiglio energia e l'adozione di conclusioni specifiche sui temi illustrati sono attese in occasione del Consiglio europeo dell'8 giugno prossimo. In parallelo, in particolare sui temi relativi alla sicurezza delle forniture, è in corso un dibattito presso la Commissione ITRE del Parlamento europeo.

La comunicazione sulla *Energy Union* definisce – in cinque dimensioni programmatiche correlate, relative a sicurezza delle forniture, mercato interno, efficienza energetica, decarbonizzazione e *Research and Development* – gli obiettivi strategici; inoltre, descrive in dettaglio, nell'allegato alla comunicazione stessa, le azioni che la Commissione intende intraprendere nel periodo 2015-2020 per realizzarli, che includono anche nuove proposte legislative. Fra queste, quelle di maggior interesse per la regolazione energetica da avviare fra il 2015 e il 2016 riguardano:

- la definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto dei mercati elettrici regionali, il coordinamento dei meccanismi delle capacità, l'integrazione delle fonti rinnovabili e le esigenze di flessibilità. Sono previsti un documento per la consultazione entro giugno 2015 e una nuova proposta legislativa entro il 2016;
- la revisione della direttiva relativa alle misure per la sicurezza dei sistemi di fornitura dell'energia elettrica;
- la revisione del regolamento sicurezza gas;
- lo sviluppo di una strategia europea per il GNL e gli stoccaggi;
- la valutazione di accordi di acquisto congiunto su base volontaria compatibili con le regole WTO (*World Trade Organization*) e della concorrenza;
- l'avvio di un'iniziativa *New Deal* per i consumatori che include i temi dell'*empowerment*, della *demand side response*, dell'uso delle *smart technologies*, dell'integrazione fra i prezzi dei mercati all'ingrosso e al dettaglio, dell'eliminazione dei prezzi regolati;
- la revisione e il rafforzamento dell'indipendenza e dei poteri dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) per svolgere funzioni regolatorie a livello europeo;
- la revisione del quadro regolatorio europeo anche in materia di integrazione dei TSO in ENTSO e dello sviluppo di operatori regionali (*Regional Operational Centres*);
- la revisione della decisione della Commissione sullo scambio di informazioni e comunicazioni sugli accordi intergovernativi in materia di energia;
- la revisione delle *Linee guida* per gli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

Infine, gli altri temi relativamente ai quali la Commissione si impegnerà a promuovere la sicurezza delle forniture con i Paesi produttori e di transito riguardano:

- il coordinamento con gli Stati membri per lo sviluppo di nuove infrastrutture per la diversificazione delle forniture, incluso il *Southern Gas Corridor*, l'hub del Mediterraneo e il collegamento con l'Algeria;
- la firma di un *Memorandum of Understanding* trilaterale per i gasdotti trans-Caspici con Azerbaijan e Turkmenistan (2015);
- il rafforzamento della cooperazione Euromed su elettricità, gas e fonti rinnovabili, nonché lo sviluppo di *partnership* strategiche con Paesi produttori e di transito del gas (Algeria e Turchia; Azerbaijan e Turkmenistan; Medio Oriente; Africa; Norvegia, USA, Canada e Ucraina).

La comunicazione sulle interconnessioni, che presenta le misure necessarie per raggiungere l'obiettivo politico del 10% della capacità installata per le interconnessioni elettriche entro il 2020 e del

15% entro il 2030, indica quali Stati membri risultano già in regola con tale obiettivo (l'Italia risulta al 7% secondo i dati ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity – Scenario Outlook 2014*) e quali progetti occorrerà realizzare per raggiungere il traguardo entro il 2020. Fra le attività di interesse da sviluppare nell'anno in corso:

- l'approvazione della seconda lista di progetti di interesse comune (PCI);
- la creazione di un forum delle infrastrutture nell'autunno 2015, simile a quelli Madrid e Firenze;
- un rapporto sullo stato di implementazione dell'obiettivo del 10% delle interconnessioni;
- una comunicazione sulle misure necessarie per raggiungere l'obiettivo del 15% al 2030, nel 2016.

Evoluzione normativa dei settori energetici

Alcuni nuovi tasselli della regolazione europea sono giunti a compimento solo negli ultimi due mesi del 2014, a valle dell'insediamento della nuova Commissione e del Parlamento.

Il 4 novembre 2014 gli Stati membri hanno approvato, in Comitato, il regolamento che istituisce un Codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati fra sistemi di trasmissione gas. Il 5 dicembre 2014 gli Stati membri hanno adottato, in Comitato, il regolamento contenente le *Linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (Capacity Allocation and Congestion Management)*, finalizzato a rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture di trasmissione attraverso l'elaborazione di regole condivise che consentano di valorizzare al meglio la scarsa capacità di interconnessione esistente tra gli Stati membri. Tale regolamento contiene le metodologie per l'allocazione della capacità, con riferimento ai Mercati del giorno prima e infragiornaliero, e chiarisce le modalità con cui la capacità di trasporto tra le varie zone di mercato viene calcolata. Nello specifico, vengono formalizzate le regole di funzionamento del *market coupling* e del Mercato infragiornaliero a negoziazione continua fino all'ora precedente a

quella di consegna. Il regolamento entrerà in vigore nel corso del 2015 al termine dello scrutinio da parte del Parlamento europeo e del Consiglio e della sua pubblicazione.

Con l'approvazione degli *Implementing Acts* di REMIT, il 17 dicembre 2014 ha preso avvio la fase di implementazione del regolamento per la sorveglianza e l'integrità dei mercati nell'anno in corso, con l'apertura dei registri per gli operatori di mercato entro il 17 marzo, nonché l'avvio delle attività di *reporting* per i contratti ammessi sulle piattaforme di scambio e per la raccolta dei dati fondamentali attraverso una piattaforma ENTSO, organizzate entro il 7 ottobre. L'avvio del *reporting* per tutte le altre tipologie di contratti è previsto entro 15 mesi dall'entrata in vigore degli *Implementing Acts* (aprile 2016). L'attuazione del regolamento REMIT prevede una stretta collaborazione fra l'ACER, investita primariamente di compiti di monitoraggio a livello europeo, e i singoli regolatori nazionali, in capo ai quali sono posti precisi obblighi in materia di investigazione ed *enforcement*.

Il 26 marzo 2014 è stato pubblicato, infine, il regolamento (CE) 312/2014 relativo al Codice di rete per il bilanciamento dei sistemi

del gas, approvato dagli Stati membri in Comitologia l'1 ottobre 2013, la cui attuazione diventerà vincolante per alcune parti dall'1 ottobre 2015. L'1 novembre 2015, inoltre, diventerà vincolante per

gli Stati membri l'adozione del regolamento (CE) 984/2013, relativo al Codice di rete per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione.

Evoluzione normativa del settore idrico

Il quadro normativo europeo, pur non avendo subito mutamenti strutturali rispetto all'anno precedente, si è arricchito di alcuni atti di peculiare interesse.

Innanzitutto, si segnala la comunicazione della Commissione europea del 19 marzo 2014, COM(2014) 177, comunicazione relativa all'iniziativa dei cittadini europei *Acqua potabile e servizi igienico-sanitari: un diritto umano universale! L'acqua è un bene comune, non una merce!*, con la quale viene evidenziato come, per garantire e migliorare l'accesso all'acqua e ai servizi igienico-sanitari, occorra agire in maniera integrata su tre fronti: la qualità, l'accessibilità fisica e l'accessibilità economica. Tale comunicazione, resa in risposta all'iniziativa di 1,6 milioni di cittadini europei dal titolo *L'acqua è un diritto (Right2Water)*, è, tra l'altro, la prima effettuata attivando la procedura introdotta dal Trattato di Lisbona per promuovere una maggiore partecipazione democratica dei cittadini alle questioni europee.

In secondo luogo, si segnala la sentenza della Corte di giustizia dell'Unione europea dell'11 settembre 2014 sulla causa C-525/12 (Commissione europea contro la Repubblica federale di Germania), in

ordine alla corretta interpretazione dei principi del *Full Cost Recovery* e del *Polluters' Pay Principle*, sanciti dall'art. 9 della direttiva 23 ottobre 2000 del Parlamento europeo e del Consiglio, 2000/60/CE.

Con tale sentenza la Corte ha respinto un'interpretazione particolarmente estensiva del citato art. 9 fornita dalla Commissione – volta a ricondurre alla nozione di "servizi idrici" non soltanto la fornitura idrica e il trattamento delle acque reflue, ma anche altre attività quali la navigazione, la produzione di energia idraulica e la protezione dalle inondazioni, l'estrazione, l'arginamento, lo stoccaggio, il trattamento e la distribuzione delle acque superficiali e sotterranee – e ha chiarito che la mancata tariffazione di tali attività non determina di per sé l'infrazione della direttiva 2000/60/CE, laddove non pregiudichi la realizzazione dei suoi obiettivi.

La Corte ha così sottolineato che l'art. 9, par. 4, della citata direttiva prevede che gli Stati membri siano autorizzati, a determinate condizioni, a non applicare rigidamente il principio del recupero dei costi per una precisata attività di impiego delle acque, ove ciò non comprometta i fini e il raggiungimento degli obiettivi della direttiva stessa.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Nel corso del 2014 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia in ambito multilaterale, attraverso l'ACER, il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse. Tale 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 energia⁸. Per quanto concerne il settore idrico, inoltre, nel corso del 2014 l'Autorità ha partecipato alla promozione del gruppo dei regolatori europei dei servizi idrici denominato *European Water Regulators* (WAREG), per creare un punto di riferimento e di scambio di *best practices* fra le Autorità di settore in Europa.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Fin dalla costituzione di ACER (cfr. *Relazione Annuale* 2013 e 2014), ai sensi del regolamento (CE) 713/2009, l'Autorità ha sempre partecipato attivamente ai dibattiti, interni alla stessa istituzione, sulle principali tematiche relative all'integrazione dei mercati energetici e alla definizione delle nuove regole europee, sia nei gruppi di lavoro, sia nel Comitato dei regolatori.

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala il particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività per la definizione dei Codici di rete europei⁹ svolta dai gruppi di lavoro di ACER, che ha portato alla definizione dei seguenti documenti:

- raccomandazione ACER (maggio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per l'allocazione delle capacità di lungo termine, che fornisce anche per il medio e il

lungo termine un quadro armonizzato e coerente con le regole di allocazione europee del giorno prima e più a ridosso del tempo reale in via di definizione;

- raccomandazione ACER (luglio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per le connessioni in alta tensione e corrente diretta/continua, che specifica i requisiti per le connessioni di lunga distanza fra diverse zone sincronizzate e parchi di generazione in corrente continua, come i parchi eolici *offshore*;
- opinione ACER (marzo 2014) al Codice di rete per il bilanciamento proposto da ENTSO, che definisce le modalità con cui le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo regole di mercato, una volta accertata la fattibilità tecnica, in modo da garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e, quindi, la gestione in sicurezza della rete.

In vista dell'approvazione da parte degli Stati membri secondo la procedura di Comitologia, gli Uffici dell'Autorità hanno continuato a lavorare allo sviluppo dei Codici di rete, relativamente ai quali ACER aveva già fornito, nel 2013, la raccomandazione alla Commissione europea (cfr. *Relazione Annuale* 2014). Si fa riferimento alle *Linee guida per l'allocazione della capacità e gestione delle congestioni*, al Codice per la connessione con la rete di distribuzione o trasmissione da parte dei consumatori o dei produttori di energia e a quello per la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici.

In relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei gruppi di lavoro ACER responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G, nonché al processo di revisione del *Gas Target Model* avviato all'inizio dell'anno. I documenti frutto di tale attività sono:

⁸ Il Terzo pacchetto energia, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: regolamento (CE) 713/2009 che istituisce l'ACER; direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale; i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

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

- l'opinione preliminare di ACER del luglio 2014 sul Codice di rete proposto da ENTSO-G per l'armonizzazione delle strutture tariffarie per le reti di trasporto e il seguente dibattito con la Commissione ed ENTSO-G per finalizzare la predisposizione della raccomandazione finale per l'adozione prevista entro l'estate 2015;
- la proposta di modifica del Codice di rete per l'allocatione della capacità, approvato nel 2013 (CAM NC), per le regole relative allo sviluppo di nuove capacità, posta in consultazione da ACER nel febbraio 2015 sulla base di una proposta di ENTSO-G del dicembre 2014;
- la revisione del *Gas Target Model* (GTM II CEER del 2011), presentata da ACER nel gennaio 2015, volta a veicolare principalmente il messaggio che mercati all'ingrosso efficienti e ben connessi sono fondamentali per realizzare un mercato europeo del gas. Il GTM II contiene: un esame degli scenari futuri di domanda e offerta del gas nel contesto globale; una revisione dei parametri per valutare la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli Paesi che individua la necessità di investire in nuove infrastrutture, in progetti di *reverse flow* e di diversificazione delle fonti di approvvigionamento; un'analisi del funzionamento dei mercati all'ingrosso del gas che individua una lista di criteri ideali, ispirati al funzionamento degli *hub* più liquidi europei (NBP e TTF), che ogni sistema dovrebbe utilizzare per valutare il grado di maturità dei suddetti mercati. Infine, il GTM II descrive gli aggiustamenti del quadro regolatorio che si rendono necessari per favorire lo sviluppo del gas come fonte di *backup* per le energie rinnovabili e i possibili nuovi utilizzi del gas.

Sempre in ambito ACER, nel corso del 2014 si è svolta un'intensa attività legata all'implementazione del regolamento (CE) 347/2013 per le infrastrutture energetiche, in particolare per la preparazione della lista dei progetti di interesse comunitario (PIC) avviata nell'autunno 2014 e per la valutazione dei criteri per le analisi costi/benefici proposti dagli ENTSO alle regole di allocatione transfrontaliera dei costi dei progetti infrastrutturali. I regolatori hanno supportato, inoltre, ACER nell'emanazione di:

- un'opinione, a gennaio 2014, sulle *Linee guida della metodologia di analisi costi/benefici* proposta da ENTSO-E per il settore elettrico;

- una raccomandazione ACER, il 27 giugno 2014, sugli incentivi per i PIC e una metodologia comune per la valutazione dei rischi di tali investimenti.

Nel corso del 2014, l'Autorità ha assunto anche un ruolo di guida nel gruppo di lavoro ACER mirato a favorire lo sviluppo di un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT. Questo ha consentito: lo sviluppo di un *Memorandum* di collaborazione fra ACER e i regolatori nazionali; la definizione di protocolli per la condizione dei dati fondamentali di riferimento per il monitoraggio; la definizione di *Linee guida* relative ai registri delle transazioni e delle procedure di monitoraggio europeo. Il gruppo, guidato congiuntamente dalle Autorità italiana e tedesca, ha anche collaborato intensamente con la Commissione europea per la finalizzazione degli *Atti di implementazione del regolamento*, approvati il 17 dicembre 2014, che hanno permesso l'avvio, nel 2015, delle attività di sorveglianza. Per favorire la cooperazione operativa fra ACER e regolatori in questa seconda fase attuativa del processo, l'ACER ha istituito un apposito gruppo di coordinamento costituito da rappresentanti delle singole Autorità nazionali.

L'Autorità italiana ha, infine, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della raccomandazione dell'ACER, condivisa con il CEER, *Energy regulation a Bridge to 2025 (Bridge 2025)*, pubblicata, dopo un processo di ampia consultazione con gli *stakeholders*, il 19 settembre 2014. Al di là delle priorità immediate date dall'esigenza di completare l'implementazione delle misure del Terzo pacchetto energia, il documento *Bridge to 2025* identifica le principali sfide poste sia dal cambiamento tecnologico, sia dal cambiamento strutturale dei settori dell'energia all'ingrosso e al dettaglio europei e le necessarie risposte regolatorie nel medio termine. Queste, definite in 16 specifiche proposte di intervento, riguardano il mercato all'ingrosso elettrico e del gas naturale, il mercato al dettaglio, la regolazione delle reti di distribuzione e la protezione dei consumatori, e costituiscono le *Linee strategiche guida* per i regolatori europei, destinate a trovare attuazione nei programmi di lavoro di ACER e CEER. Infine, il documento affronta anche il tema della *governance* della regolazione europea definita dal Terzo pacchetto energia che individua otto proposte, rivolte primariamente alla Commissione europea, per rafforzare la cooperazione dei regolatori nazionali, consolidando al contempo i compiti di controllo dell'ACER sugli operatori di rete e bilanciando interessi europei e nazionali.

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 e Islanda e, in qualità di *observer*, di Svizzera, Montenegro e FYROM – Repubblica di Macedonia. All'Autorità italiana è stata confermata nel marzo 2015 la vice-Presidenza del CEER e quindi un ruolo nel *Board*, organo direttivo dell'associazione.

A seguito dell'istituzione di ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello dell'ACER, concentrandosi sui temi più rilevanti per assicurare la corretta integrazione dei mercati nazionali dell'energia che, al momento, non trovano copertura nel mandato istituzionale affidato ad ACER. Le priorità strategiche indicate nel programma di lavoro del CEER riguardano lo sviluppo di:

- mercati energetici coerenti con gli obiettivi del mercato interno al 2014;
- contributi al dibattito sulle energie rinnovabili e sulle politiche energetiche istituzionali europee;
- una visione del ruolo futuro degli operatori della distribuzione in un contesto dal forte cambiamento tecnologico e strutturale;
- contributi allo sviluppo di reti, consumatori e mercati *smart*;
- mercati energetici europei che mettano al centro le esigenze dei consumatori;
- cooperazione internazionale e dialogo tra regolatori.

Per quanto riguarda lo sviluppo di mercati coerenti con gli obiettivi del mercato interno dell'energia, l'Autorità ha contribuito al terzo *Rapporto Annuale ACER-CEER* di monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, presentato al Parlamento europeo il 22 ottobre 2014.

Ha altresì partecipato, per quanto riguarda il settore elettrico, alle attività inerenti alle raccomandazioni sulla valutazione della adeguatezza della generazione, alla definizione degli strumenti regolatori per la promozione della flessibilità dal lato della domanda e alla disamina degli schemi per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Europa.

Nel settore del gas, oltre al rapporto sui regimi di accesso ai rigasificatori GNL, il CEER sta sviluppando una visione congiunta per la regolazione degli stoccaggi in un contesto in mutamento strutturale

e collaborando alla revisione del regolamento (CE) 994/2010 per la salvaguardia della sicurezza del gas, promossa dalla comunicazione sugli *stress tests* pubblicata il 16 ottobre 2014 e confermata da quella sulla *Energy Union* del 25 febbraio 2015.

Lo sviluppo di reti, contatori e mercati "intelligenti" rientra fra le priorità del CEER, cui questa Autorità ha sempre fornito un significativo contributo, soprattutto quest'anno con il supporto fornito dagli Uffici al rapporto sugli approcci regolatori per lo sviluppo delle *smart grids* e a quello sui sistemi di stoccaggio elettrico. Di particolare importanza nell'anno appena trascorso, è l'impegno specifico dell'Autorità nella guida del gruppo di lavoro sul ruolo futuro dei distributori, che ha portato alla pubblicazione del documento per la consultazione *The Future Role of DSOs – A CEER Public Consultation Paper*, pubblicato nel dicembre 2014. Il documento parte dalla considerazione, formulata con chiarezza nelle conclusioni del *Bridge to 2025* sopracitato, secondo cui i distributori devono progressivamente assumere un ruolo di facilitatore neutrale del mercato. Esso analizza le diverse attività, ulteriori rispetto a quelle tradizionali, in cui può essere necessario o opportuno un coinvolgimento dei distributori, con particolare riferimento ai servizi di flessibilità lato domanda. Prendendo atto della straordinaria eterogeneità esistente nel settore della distribuzione di energia elettrica e del gas naturale, in termini di numero, dimensione, struttura delle imprese distributrici, profilo delle attività svolte e anche di disegno regolatorio, si presuppone che non esista un approccio unico e che sia necessario sviluppare un metodo guida per quadro di riferimento, adattabile alle diverse situazioni.

La legislazione europea affida ai regolatori nazionali importanti responsabilità in tema di tutela dei consumatori, promozione di prezzi equi e introduzione di strumenti semplici per esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore e per la risoluzione delle controversie. Nell'anno appena trascorso, la collaborazione fra i regolatori in ambito CEER ha dato impulso a contributi per la promozione di un mercato al dettaglio funzionante, con particolare riguardo alla gestione ottimale dei dati in un contesto pro-concorrenziale, al coinvolgimento delle associazioni dei consumatori nel processo regolatorio e alla definizione di standard per la qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha anche contribuito a consolidare la posizione internazionale del CEER nella collaborazione con le Autorità dei Paesi non appartenenti all'Unione europea e nello scambio di informazioni e di *best practices* regolatorie, fra cui

gli incontri organizzati dal CEER nel 2014 con MEDREG (*Association of Mediterranean Energy Regulators*) e NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners – USA*). A gennaio 2015 l'Autorità ha preso il ruolo di *co-chair* del gruppo che cura le relazioni strategiche internazionali del CEER.

Iniziative regionali

Nel corso del 2014 l'Autorità ha continuato a partecipare attivamente alle Iniziative regionali, il cui obiettivo ultimo rimane quello di favorire il raggiungimento dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia, in particolare tramite il coordinamento e la promozione di progetti di *early implementation* dei Codici di rete su base volontaria. La *governance* delle Iniziative regionali è rimasta invariata rispetto al passato¹⁰; tuttavia ACER ha costituito dei gruppi di coordinamento a livello europeo per favorire l'allineamento delle attività delle diverse regioni: un *Electricity Regional Coordination Group* e un *Gas Regional Coordination Group*, cui partecipano i *Lead Regulators* (i regolatori cui è stata affidata la responsabilità di guidare una regione) e i rappresentanti della Commissione europea. In ambito elettrico, ACER coordina anche un tavolo permanente di confronto con gli operatori, AESAG (*ACER Electricity Stakeholder Advisory Group*), che segue lo sviluppo delle Iniziative di integrazione dei mercati regionali.

Iniziative regionali elettriche

Il 5 dicembre 2014, gli Stati membri dell'Unione europea hanno approvato, attraverso la procedura di Comitologia, il regolamento europeo che istituisce il Codice di rete europeo relativo ai meccanismi di assegnazione della capacità e di gestione delle congestioni nei sistemi di trasporto dell'energia elettrica, redatto da ENTSO-E. Il c.d. *Target Model elettrico* in esso contenuto descrive i principi in base ai quali dovrà essere calcolata e allocata la capacità di trasporto transfrontaliera nei diversi orizzonti temporali: allocazioni di lungo termine (annuali e mensili), giornaliera e infragiornaliera. Parallelamente alla sua definizione iniziata nel 2011, ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovra-regionale coordinati dai regolatori nazionali e, per ognuno di essi (relativi ai vari orizzonti

temporali sopra citati), è stata definita una *Cross-Regional Roadmap*. In particolare:

- implementazione del *market coupling* dei Mercati del giorno prima;
- mercato a negoziazione continua per l'allocazione implicita della capacità infragiornaliera;
- piattaforma europea per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine;
- metodo *flow-based* per il calcolo delle capacità;
- progetti pilota per l'integrazione dei Mercati di bilanciamento.

Nel corso del 2014 sono stati raggiunti importanti traguardi, con riferimento all'integrazione dei Mercati del giorno prima, per mezzo del *market coupling* (allocazione implicita della capacità transfrontaliera). Il 4 febbraio è stato, infatti, lanciato con successo il *market coupling* della regione Nord-Ovest (composta da Francia, Olanda, Belgio, Lussemburgo, Germania, Gran Bretagna e Scandinavia), cui si è aggiunta la regione Sud-Ovest (Spagna e Portogallo) in maggio. Il progetto di *coupling*, ridefinito *multi-regional coupling* (MRC), coinvolgeva a maggio 2014 ben 17 Paesi e il 70% della domanda elettrica europea.

Nel luglio 2014 l'Autorità italiana ha pubblicato un documento per la consultazione che ne prevedeva l'attuazione sulla frontiera settentrionale del Paese, permettendo così anche alla regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità italiana stessa e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale Paese osservatore) l'adesione al *coupling* europeo (cfr. il Capitolo 2, Vol. II). Il 24 febbraio 2015 il progetto è stato lanciato anche sulle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

Un altro importante risultato è stato ottenuto a dicembre 2014, quando gli azionisti delle due più importanti piattaforme europee attive nell'allocazione dei diritti di lungo termine della capacità di trasporto (CASC, cui partecipa Terna, e CAO) hanno trovato un accordo per raggiungere la fusione delle due società in un'unica società (denominata *Joint Auction Office*), che gestirà l'allocazione dei diritti di lungo termine per la quasi totalità dei confini europei. ACER sta promuovendo, da parte di ENTSO-E, lo sviluppo di regole

¹⁰ La *governance* delle regioni prevede un *Regional Coordination Group* (RCC) formato dalle Autorità di regolazione nazionali, che ha il compito di guidare il processo e stabilire le priorità; un *Implementation Group* (IG) organizzato dai regolatori per avere un confronto con le Borse, con i trasportatori/distributori e con gli Stati membri appartenenti alle regioni; uno *Stakeholders Group* (SG) con ruolo consultivo, aperto a tutti gli operatori e alle associazioni interessate ai lavori delle Regioni.

d'asta il più possibile armonizzate sui diversi confini nazionali; le regole, che sono sottoposte alla consultazione degli operatori, rappresentano un ulteriore passo verso un mercato europeo davvero integrato.

Con riferimento al bilanciamento – dove non è ancora stato definito un vero modello di mercato di riferimento – ACER ha promosso l'implementazione di una serie di progetti pilota che permetteranno di acquisire un bagaglio di esperienze e di *know-how* utili per la realizzazione di un Mercato del bilanciamento veramente integrato a livello sovranazionale. In particolare, Terna partecipa al progetto TERRE unitamente ai gestori di Francia, Spagna, Portogallo e Regno Unito, finalizzato allo scambio di prodotti di riserva terziaria. Nel corso del 2014 è stato lanciato un *Balancing pilot projects stakeholders group*, da parte di ENTSO-E, che ha lo scopo di monitorare i progressi delle diverse iniziative.

Iniziative regionali gas

Nel 2012 le Iniziative regionali gas hanno avviato la prima attività sovraregionale, che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del Codice di rete sui meccanismi di allocazione della capacità (*Capacity Allocation Mechanisms* – CAM NC) da parte di gestori di rete e Autorità di regolazione. La suddetta attività, coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana per conto di ACER, nel 2013 e per la prima metà del 2014 ha comportato lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale-bilaterale, con l'obiettivo di sperimentare l'applicazione delle regole previste dal CAM NC in materia di organizzazione delle aste, definizione di prodotti *bundled* e sviluppo di piattaforme informatiche per l'allocazione della capacità transfrontaliera, prima che le stesse diventino vincolanti. Per favorire uno sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G hanno approvato congiuntamente la *Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*¹¹, che è stata poi aggiornata, nell'ottobre 2014, con le attività previste sino all'entrata in vigore obbligatoria attesa per il mese di novembre 2015.

Nell'ambito di tale implementazione anticipata del regolamento CAM, alcuni TSO europei hanno costituito la piattaforma Prisma

per l'allocazione della capacità ai punti di interconnessione transfrontaliera. Prisma, che vede la partecipazione di 31 TSO europei, tra cui Snam Rete Gas, che offrono capacità in 12 Paesi, ha tenuto nell'anno appena trascorso circa 97.000 aste per l'allocazione di capacità primaria per oltre 8.600 GWh/h. Nel 2015 è prevista l'allocazione anche di capacità su base infragionaliera e l'adesione di altri TSO.

Il Forum di Madrid del maggio 2014, anche sulla scorta dell'esperienza positiva della CAM *Roadmap early implementation*, aveva richiesto ad ACER ed ENTSO-G di estendere tale attività anche al Codice di rete sul bilanciamento. Tale attività, coordinata pure dall'Autorità italiana, si è sostanziata in un primo esercizio di monitoraggio sui tempi previsti per l'implementazione nei diversi Paesi europei, presentato nell'ottobre 2014, in cui nove Paesi, tra cui l'Italia, prevedono un'attuazione entro l'1 ottobre 2015.

L'Autorità italiana, pur confermando il proprio impegno per la partecipazione alle Iniziative regionali ACER, nel maggio 2014 ha ceduto al regolatore rumeno la *co-leadership* nella guida delle attività della regione gas Sud-Sud-Est¹². Le attività principali che hanno interessato la regione nel 2014 hanno riguardato, oltre all'implementazione anticipata del Codice di rete sull'allocazione della capacità (CAM NC), tre progetti di integrazione dei mercati (cfr. la *Relazione Annuale* 2014), di sviluppo di un protocollo di interoperabilità e di sicurezza delle forniture.

European Water Regulators

Nel corso del 2014, l'Autorità ha provveduto a effettuare una ricognizione generale in merito alla regolazione del settore idrico negli altri Paesi europei. Gli esiti della ricerca mostrano un quadro istituzionale eterogeneo, caratterizzato da quattro possibili categorie di enti pubblici dotati di funzioni di regolazione: i regolatori indipendenti con poteri decisionali autonomi e vincolanti per i soggetti regolati; i regolatori indipendenti con poteri giurisdizionali e/o consultivi; i dipartimenti ministeriali o agenzie governative; le Autorità della concorrenza.

Al fine di favorire lo scambio di buone pratiche e promuovere una cultura della regolazione indipendente dei servizi idrici, l'Autorità ha intrapreso contatti bilaterali con altri regolatori in

¹¹ Disponibile al seguente link: http://www.acer.europa.eu/Gas/Regional_%20Intiatives/CAM_roadmap/Pages/default.aspx

¹² Tale regione comprende, oltre a Italia e Polonia, Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia (da luglio 2013), Grecia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Europa e ha organizzato, presso la propria sede di Milano, il 23 aprile 2014, la prima riunione di un gruppo di regolatori europei dei servizi idrici denominato WAREG, in occasione della quale è stato approvato un documento sulla creazione di WAREG, che dà l'avvio a una cooperazione strutturata e coi seguenti obiettivi comuni:

- scambiare buone pratiche di regolazione, informazioni, analisi dei modelli di regolazione esistenti e delle performance degli operatori;
- organizzare formazione tecnica, scambio di *know-how* ed esperienze;
- promuovere una regolazione stabile dei servizi idrici di pubblica utilità, a livello europeo;
- promuovere attività di cooperazione miranti ad 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.

Attualmente WAREG riunisce 18 entità pubbliche di regolazione dei servizi idrici in Europa ed è aperto a ulteriori adesioni. Alla seconda riunione di WAREG, svoltasi a Lisbona il 23 settembre 2014, si è ulteriormente consolidata la cooperazione tra i membri, con la creazione dei seguenti organi ufficiali:

- l'Assemblea di tutti i membri, con funzioni di orientamento, decisione e comunicazione esterna;
- il Segretariato, con lo scopo di fornire supporto nell'orientamento strategico e nella gestione organizzativa, di coordinare

la comunicazione tra i membri e favorire lo scambio di informazioni e di esperienze tecnico-regolatorie;

- il Gruppo di lavoro su questioni istituzionali (INS WG), per definire e sviluppare due rapporti di valutazione: uno sui quadri giuridici e istituzionali esistenti, con particolare attenzione agli obiettivi, alle funzioni, ai poteri e al grado di indipendenza del regolatore, e l'altro sulle caratteristiche dei processi di consultazione utilizzati per adottare decisioni regolatorie, gestito in cooperazione con *Católica Lisbon School of Business and Economics*;
- il Gruppo di lavoro su questioni tecnico-regolatorie (TECH WG), con l'obiettivo di definire e sviluppare un rapporto sui principi tariffari in uso, che descriva e confronti i modelli di regolazione adottati, con particolare riferimento ai principi, alle metodologie e ai processi adottati nella definizione delle tariffe per i singoli servizi idrici regolati, e un rapporto sui principali indicatori utilizzati per misurare le performance degli operatori dei servizi idrici.

Alla terza riunione di WAREG, tenutasi a Dublino il 26 gennaio 2015, sono state adottate le regole interne, che ne hanno formalizzato la struttura organizzativa composta dai seguenti organi: Assemblea, Presidente e Vice-Presidente (che saranno nominati nel corso del 2015), Segretariato, Gruppo di lavoro istituzionale, Gruppo di lavoro tecnico-regolatorio.

Si è, inoltre, stabilito di affidare a un gruppo ristretto di regolatori, tra i quali l'Autorità, il compito di avviare e sviluppare relazioni istituzionali con gli Uffici della Commissione europea e di altre istituzioni europee e internazionali, limitatamente agli aspetti di regolazione dei servizi idrici in Europa.

I due Gruppi di lavoro WAREG, riunitisi per la prima volta nel novembre 2014 a Madrid presso il Ministero dell'ambiente spagnolo, hanno definito il programma di lavoro del 2015 e nominato i coordinatori interni.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

Come negli scorsi anni, l'Autorità ha continuato a dare impulso al proprio impegno in ambito internazionale mantenendo costante l'attività di dialogo e cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico, rafforzando così il proprio ruolo di regolatore di riferimento, in particolare, nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2014 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)¹³ attraverso la partecipazione alle riunioni dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro: *Electricity Working Group* (EWG), *Gas Working Group* (GWG) e *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), nonché ai *fora*¹⁴ sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione regionale. In tali

contesti, l'Autorità ha partecipato alle riunioni plenarie dell'ECRB, ai *fora* e alle riunioni dei tre Gruppi di lavoro.

L'anno trascorso è stato particolarmente significativo per l'avvio del processo di riforma del Trattato dell'*Energy Community*¹⁵. Il processo di riforma istituzionale, avviato a dicembre 2013 dal gruppo di esperti (*High Level Reflection Group* – HLRG) nominato dal Consiglio dei ministri dell'*Energy Community*, ha portato alla stesura del rapporto *An Energy Community for the Future*, ufficialmente presentato alla riunione annuale del Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* a Kiev, il 23 settembre 2014. Il rapporto contiene le *Linee guida* di natura politica e regolatoria per rendere più efficace il Trattato tra gli Stati membri dell'*Energy Community*, nelle seguenti cinque aree:

- piena applicazione dell'*acquis* comunitario;
- creazione di un ambiente legislativo e regolatorio stabile per investimenti;
- possibile riforma dei prezzi regolati dai governi;
- possibili riforme dei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas;
- creazione di un mercato energetico paneuropeo.

¹³ Il Trattato istitutivo della Comunità energetica del Sud-Est Europa è stato firmato il 25 ottobre 2005 ad Atene ed è entrato in vigore l'1 luglio 2006. La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine, l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e migliorare le condizioni ambientali nei Paesi aderenti. Le parti del Trattato EnCT sono: Albania, Bosnia Erzegovina, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina. Le istituzioni principali, disciplinate nel Trattato, sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) – entrambi organismi di carattere governativo – ed ECRB. Quest'ultimo, in particolare, riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione degli otto Paesi firmatari (*Contracting Parties*) dell'EnCT, un rappresentante della Commissione europea (nel ruolo di Vice-Presidente), un rappresentante dell'ACER e dei Paesi dell'Unione europea aderenti su base volontaria all'EnCT (*Participants*), che a tutt'oggi sono 16, fra i quali anche l'Italia. Compito principale di ECRB è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e su altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

¹⁴ I *fora* dei settori dell'elettricità e del gas sono riunioni annuali di tutte le istituzioni dell'*Energy Community*, promossi in cooperazione con la Commissione europea, cui partecipano rappresentanti di regolatori, gruppi d'interesse industriale e dei consumatori, finanziatori, mondo accademico. Le conclusioni dei *fora*, adottate per *consensus*, sono trasmesse ai ministri degli Stati aderenti.

¹⁵ Il Trattato dell'*Energy Community* (EnC) ha una durata di dieci anni (01/07/2006 – 30/06/2016), estesa con decisione del Consiglio dei ministri, riunitosi a ottobre 2013, per ulteriori dieci anni (fino al 2026). Allo stesso tempo, il Consiglio dei ministri ha incaricato un gruppo di esperti indipendenti (HLRG) di studiare possibili riforme migliorative del Trattato. L'HLRG, presieduto dal parlamentare europeo Jerzy Buzek e da cinque tecnici, si è riunito per la prima volta a dicembre 2013, e a giugno 2014 ha presentato ai rappresentanti dei ministeri riuniti nel PHLG (l'organo governativo dell'*Energy Community*) il rapporto denominato *An Energy Community for the Future*.

Nella stessa riunione di Kiev, il Consiglio dei ministri ha stabilito di prolungare il processo di riforma anche nel 2015, chiedendo alla Commissione europea e al Segretariato dell'*Energy Community* di analizzare in dettaglio le singole proposte contenute nel rapporto HLRG e di avviare una consultazione pubblica tra tutti gli *stakeholders* della regione, inclusi i regolatori dei Paesi dell'Unione europea, entro marzo 2015. In tale processo di consultazione, l'Autorità ha più volte espresso una posizione favorevole a un rafforzamento istituzionale di ECRB, nel senso di dotarla di competenze più efficaci per promuovere l'implementazione dell'*acquis* comunitario negli Stati membri, di renderla un'istituzione di riferimento per la regolazione indipendente nella regione e di favorire la cooperazione con l'ACER. Inoltre, il Segretariato dell'*Energy Community*, che ha sede a Vienna, ha proseguito il monitoraggio del Trattato EnCT, in merito allo stato di implementazione degli obblighi contenuti nel Terzo pacchetto energia¹⁶. A tale proposito, i Paesi della regione si sono impegnati a trasporre nei propri ordinamenti nazionali le *Linee guida* e i Codici di rete per i settori elettrico e del gas naturale che saranno adottati dall'Unione europea. L'Autorità, inoltre, ha svolto un ruolo di collegamento tra il gruppo EWG e ACER, limitatamente alle informazioni sui progressi delle Iniziative regionali europee.

Nell'EWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si sono registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'ottava regione (*South East Europe Coordinated Auction Office – SEE CAO*)¹⁷. Infatti, il SEE CAO, che attualmente riunisce gli operatori del sistema di trasmissione elettrica di Croazia, Bosnia Erzegovina e Montenegro (e, in un prossimo futuro, anche quelli degli altri Stati membri dell'*Energy Community*), ha organizzato a novembre 2014 la prima asta comune per l'allocazione della capacità transfrontaliera¹⁸. Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione

dei mercati della regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi. Per quanto riguarda lo stato effettivo di integrazione dei mercati elettrici nell'*Energy Community*, attualmente in nessuno dei Paesi dei Balcani è operativo un Mercato del giorno prima, principalmente a causa della mancanza di apposite previsioni nella legislazione primaria nazionale. Il Segretariato dell'*Energy Community* ha in più occasioni ribadito che il primo passo verso l'integrazione del mercato è l'istituzione delle Borse elettriche nella regione.

Per quanto concerne il settore del gas, nel GWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dall'Autorità e dal regolatore croato, si sono realizzati approfondimenti relativi ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas; con il supporto degli esperti ACER, è stato avviato un progetto di monitoraggio dei mercati all'ingrosso ed è stato approvato il primo rapporto di valutazione sugli standard della qualità del gas nella regione. Le tre *task force* relative alla regolazione delle nuove fonti di gas che interessano i Paesi dei Balcani, lo sviluppo degli stoccaggi e il loro utilizzo in una logica regionale, nonché l'analisi dei Codici di rete già attuati o in corso di definizione da parte dell'ACER hanno prodotto diversi studi e messo a punto dei *workshop* di approfondimento. Particolare attenzione è stata poi dedicata a due temi: la possibile estensione della *Gas Regional Initiative* della *South South East Region* dell'ACER ai *Contracting Parties* facenti parte dell'*Energy Community*; le modalità interpretative o di modifica dei regolamenti in essere, per gestire le interconnessioni tra Paesi membri dell'Unione europea e Paesi dell'*Energy Community*.

Per quanto riguarda il settore dei consumatori, il CRWG, presieduto dal regolatore della Bosnia Erzegovina, è stato impegnato nell'organizzazione del secondo *workshop* – organizzato congiuntamente dall'ECRB e dal CEER in materia di mercati *retail* – tenutosi

¹⁶ L'estensione all'*Energy Community* degli obblighi del Terzo pacchetto energia è stata decisa dal *Ministerial Council* in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, con decisione D/2011/02/MC-EnC, *Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty*. I Paesi aderenti all'*Energy Community* devono trasporre, nella normativa nazionale, le norme del Terzo pacchetto energia entro l'1 gennaio 2015.

¹⁷ Per ottemperare agli obblighi del Trattato istitutivo dell'*Energy Community*, relativi all'implementazione del Secondo pacchetto energia dell'Unione europea, e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/ MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'ottava regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Ciò al fine di istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'ottava regione sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia. Il progetto SEE-CAO si basa su un *Memorandum* d'intesa firmato da nove operatori del sistema di trasmissione: CGES (Montenegro), ADMIE TSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTT (Kosovo), MEPSO (ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BiH (Bosnia Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania), Teias (Turchia). Terna non è tra i firmatari. In base al *Memorandum*, è stata costituita nel 2012 una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, con lo scopo di fondare il SEE-CAO, con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali.

¹⁸ L'allocazione della capacità disponibile riguarda solo i diritti fisici di trasmissione e avverrà secondo il metodo *Net Transfer Capacity* (NTC).

a Bruxelles il giorno 1 ottobre 2014. Il gruppo di lavoro, tra le varie attività svolte, ha realizzato e approvato lo *Status Review* sul *Retail Market Development in the Energy Community*, con conseguente pubblicazione del rapporto. Nel corso del 2014 sono stati, inoltre, finalizzati altri significativi documenti: in particolare, è stato pubblicato il documento *Raising Consumer Awareness Regulatory Tools Supporting Retail Market Opening*; è stata, altresì, realizzata una apposita brochure informativa, a beneficio dei clienti finali dei vari Paesi coinvolti. Scopo della brochure è rendere edotti i consumatori circa l'apertura del mercato della vendita e la possibilità di scelta di un nuovo fornitore. Nel mese di aprile 2014 è stato pubblicato lo *Status Review of Customer Contracts in the Energy Community*, che contiene un'analisi dettagliata delle discipline vigenti nei vari Paesi in materia di contratti di fornitura di energia elettrica e gas, con particolare attenzione ai contratti tra esercente la vendita e clienti domestici.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2014, l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG. Tema centrale della 17ª Assemblea Generale, svoltasi il 4 giugno 2014 ad Amman (Giordania), è stata la strategia al 2020-2030, incentrata sulla definizione del ruolo dei regolatori nell'ambito del processo che porterà alla creazione di una comunità energetica del Mediterraneo. La strategia si concentra su un solido contesto regolatorio istituzionale favorevole a nuovi investimenti in infrastrutture, sull'intensificazione della cooperazione regionale e sul supporto allo sviluppo di un mercato elettrico e del gas competitivo e sostenibile.

Nel corso della 18ª Assemblea Generale, tenutasi a Barcellona il 27 novembre 2014, sono state rinnovate le cariche di Presidente e dei due Vice-Presidenti di MEDREG per il prossimo biennio. Per la Presidenza è stato eletto il candidato del regolatore egiziano (Egyptera). I due nuovi Vice-Presidenti eletti sono il Presidente del regolatore albanese (ERE) e uno dei componenti del Collegio del regolatore portoghese (ERSE). L'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vice-Presidente permanente, in virtù del proprio sostegno a MEDREG, la cui sede è ospitata presso la stessa sede di Milano dell'Autorità. All'Autorità, inoltre, è stato affidato, attraverso una delega da parte del Presidente di MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa, finanziaria e giuridica del Segretariato.

Il ruolo di MEDREG è riconosciuto anche dalla Commissione europea, con la quale è in essere, dall'ottobre 2013 e fino a settembre 2016, un contratto di servizio del valore di circa 3 milioni di euro. La struttura di MEDREG è organizzata come segue: la Presidenza (il Presidente e i Vice-Presidenti, fra cui l'Italia), l'Assemblea Generale, lo *Steering Committee*, il Segretariato permanente, cinque *Working Groups* (WG) e una *Task Force* (TF); relativamente all'attività svolta:

- Affari istituzionali (INS WG): il gruppo ha redatto una lista di parametri comuni a tutti i regolatori (*checklist*) con l'intento di individuare quelle che sono le *best practices* regolatorie. Nel corso del 2014 sono stati approvati i seguenti studi: *Guidelines for MEDREG's Dialogue with External Partners*, *Promotion of the Dialogue with External Partners* e *Good Regulatory principles in the Mediterranean Countries*.
- Elettricità (ELE WG): ha favorito il rafforzamento della collaborazione tra il gruppo elettrico e Med-TSO (Associazione dei TSO del Mediterraneo), al fine di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nel Mediterraneo, anche alla luce del Protocollo di collaborazione sottoscritto tra le due associazioni nell'ottobre 2013. Il 12 febbraio 2015 a Bruxelles ha avuto luogo un incontro tra le due associazioni, per favorire il coordinamento nel quadro del *Memorandum of Understanding*, sottoscritto congiuntamente alla Commissione europea nell'ambito della Conferenza euro-mediterranea dello scorso 19 novembre, a Roma. In particolare, si è discusso della cooperazione per favorire gli investimenti, il maggior contributo alle attività del *working group* ELE MEDREG, la cooperazione con il Med-TSO's *Technical Committee Regulation & Institutions*, scambi di informazioni su base regolare, istituzioni di *task force ad hoc* costituite da esperti.
- Gas naturale (GAS WG): ha elaborato le *Linee guida (Guidelines of good practice, GGP)* e le raccomandazioni che potrebbero portare allo sviluppo di un mercato integrato, competitivo, sicuro ed efficace del gas nella regione. Nel 2014 è stato aggiornato il *Benchmarking Report* per il settore gas.
- Fonti rinnovabili (RES WG): si è occupato dello sviluppo del *net-metering* nei Paesi del Mediterraneo e dello sviluppo di un nuovo *benchmark* dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei Paesi MEDREG. Nel 2014 sono stati approvati gli studi RES *Benchmarking Assessment* e *Study to evaluate net metering systems in the Mediterranean Countries*.

- Consumatori (CUS WG): a guida italiana sin dagli inizi della sua attività, il gruppo ha identificato e promosso le migliori prassi in materia di tutela dei consumatori, compresi i clienti vulnerabili e la qualità del servizio per l'energia elettrica e il gas. Nel 2014 è stato approvato lo studio *Good practice guidance for energy consumers information and education*.
- ICER TF (*International Confederation of Energy Regulators TF*): con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG partecipa attivamente alla preparazione del prossimo *World Forum on Energy Regulation*, che avrà luogo a Istanbul a maggio 2015.

Il tema degli investimenti è strategico per consentire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati; per tale motivo, tramite un lavoro congiunto del gruppo ELE e del gruppo GAS con la supervisione del coordinatore generale di MEDREG, è stato realizzato un rapporto dal titolo *Interconnection Infrastructures in the Mediterranean: A Challenging Environment for Investments*, che 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. Il rapporto contiene anche un'analisi delle principali forme di finanziamento per nuove infrastrutture energetiche, evidenziando i principali ostacoli considerati prioritari dai regolatori nazionali.

Il 26 novembre 2014, MEDREG ha organizzato a Barcellona il primo Forum sulla regolazione energetica nel Mediterraneo. Il Forum ha inteso porre al centro del dibattito la regolazione come strumento fondamentale di sviluppo (inclusi gli investimenti) e integrazione del mercato.

Il Governo italiano, congiuntamente alla Commissione europea, ha organizzato, il 19 novembre 2014 a Roma, nel corso della Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea, la Conferenza *Costruire un ponte energetico sul Mediterraneo: l'importanza strategica delle reti del gas e dell'energia elettrica nel contesto della sicurezza energetica*, che ha posto a confronto i Ministri dell'energia degli Stati membri dell'Unione europea e dei Paesi del Mediterraneo, i rappresentanti delle istituzioni finanziarie, delle associazioni dei regolatori (MEDREG) e dei gestori dei sistemi di trasmissione (Med-TSO). La Conferenza ha inteso rafforzare la cooperazione tra i partner euro-mediterranei a fronte delle sfide energetiche e delle preoccupazioni per la sicurezza energetica. Allo scopo di identificare le azioni più opportune, nella dichiarazione finale della conferenza,

è stato deciso di dare l'avvio alla costituzione di tre piattaforme tematiche (elettricità, gas e fonti rinnovabili insieme all'efficienza energetica) nell'ambito d'azione dell'Unione per il Mediterraneo (UpM) e in stretto coordinamento con la Commissione europea. Tale decisione è stata successivamente confermata dal Segretario Generale dell'Unione per il Mediterraneo in Italia, l'ambasciatore Sijilmassi che, in occasione di una visita in Italia all'inizio dell'anno, ha sottolineato che entro la prima metà del 2015 sarà dato avvio alle tre piattaforme.

La Conferenza ha rappresentato, inoltre, un'opportunità per la sottoscrizione di un *Memorandum of Understanding* tra MEDREG, Med-Tso e la Direzione Generale Energia della Commissione europea, allo scopo di consolidare i rapporti tra le due principali istituzioni di riferimento per l'energia nel Mediterraneo e la Commissione europea. L'integrazione dei mercati elettrici regionali della sponda nord e della sponda sud viene definita come un obiettivo di lungo termine da perseguire in maniera condivisa.

Le parti hanno, quindi, concordato di rafforzare la loro cooperazione anche attraverso la piattaforma euro-mediterranea dedicata ai mercati elettrici, da sviluppare nel quadro delle attività dell'Unione per il Mediterraneo, con l'obiettivo di costituire un forum di dialogo tra tutti gli *stakeholders* per l'identificazione di azioni concrete per una progressiva integrazione dei mercati. L'Autorità ha supportato attivamente la sottoscrizione di questo accordo durante la Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea.

Si sono svolte, inoltre, le prime riunioni di coordinamento per l'avvio dei lavori relativi alla costituzione delle piattaforme, che hanno avuto luogo nei mesi di febbraio e marzo 2015.

L'Autorità ha, infine, partecipato ai lavori dell'UpM, costituita nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 Paesi, con sede a Barcellona. Il 29 aprile 2014 a Barcellona è stato, infatti, avviato l'*Extendend Technical Committee* per rilanciare le attività nel settore energetico dell'UpM, puntando all'individuazione di progetti concreti per favorire lo sviluppo di investimenti. In tale occasione, si è deciso di organizzare il lavoro in cinque gruppi di lavoro su temi specifici: *Policy and Regulatory, Interconnections and Infrastructures, Job Creation and Local Value Chain, Financial Issues, Public Awareness Program*. Il coordinamento del gruppo di lavoro *Policy and Regulation* è stato affidato a MEDREG, che a sua volta ha designato un rappresentante dell'Autorità.

Al fine di rafforzare il ruolo di MEDREG nel Mediterraneo e per favorire sia la collaborazione in materia di regolazione, sia l'accreditamento

di MEDREG quale istituzione di riferimento per il settore energetico nel Mediterraneo, l'Autorità ha incontrato a Roma, il 26 giugno 2014, il *Deputy Secretary General for Energy*, Mrs. Teresa de Ribeiro.

Relazioni bilaterali e con gli stakeholders

Albania: il 20 gennaio 2015 l'Autorità ha incontrato a Milano una delegazione del regolatore albanese (ERE) a seguito di una richiesta di approfondimento di alcune tematiche inerenti al settore del gas naturale. In particolare, ERE ha manifestato l'esigenza di ricevere un supporto dagli Uffici dell'Autorità per l'elaborazione della metodologia di determinazione della tariffa di trasporto gas da applicare agli operatori del mercato all'ingrosso albanese. Nel corso del 2014, ERE ha inoltre chiesto il supporto degli Uffici dell'Autorità per la nuova riforma del mercato energetico albanese.

Brasile: il 30 giugno 2014 l'Autorità ha incontrato una delegazione composta dai rappresentanti di *Brazilian Ministry of Science Technology and Innovation* (MCTI), *Brazilian Agency for Industrial Development* (ABDI), *Brazilian Agency of Electric Energy* (ANEEL), *Funding Authority for Studies and Projects* (FINEP), *Power Plants of Goiás – Distribution* (CELG-D), per esaminare talune questioni relative alla regolazione di progetti dimostrativi come le *smart grids* (a livello di distribuzione).

Croazia: gli Uffici dell'Autorità hanno coordinato l'incontro a Roma dell'1 aprile 2014 tra il regolatore italiano e quello croato (HERA), i gestori del mercato elettrico italiano e croato (HROTE) e il TSO croato (HOPS), con l'obiettivo di rafforzare la cooperazione istituzionale per l'avvio della Borsa elettrica in Croazia. In tale occasione, HERA ha espresso l'intenzione di inserire la frontiera elettrica tra Croazia e Slovenia all'interno dell'Iniziativa regionale elettrica della regione Centro-Sud, di cui l'Autorità rappresenta il regolatore di riferimento.

Giappone: il 6 novembre 2014 l'Autorità ha incontrato i rappresentanti della MARUBENI, gruppo leader in Giappone nel settore della distribuzione gas. L'incontro si è focalizzato su struttura e organizzazione del settore, tariffe di distribuzione, costi, ricavi e nuovo regime per le concessioni, con riferimento al ruolo dell'Autorità.

Indonesia: il 12 settembre 2014 l'Autorità ha ospitato una delegazione indonesiana composta dai rappresentanti del regolatore (BPH Migas), dell'azienda di Stato per il settore gas (PT *Gaga Energi Indonesia*) e dell'Ambasciata indonesiana in Italia. Durante l'incontro sono state approfondite le tematiche relative alla distribuzione del gas in Italia.

Corea: nel mese di dicembre 2014 gli Uffici dell'Autorità hanno incontrato i rappresentanti dell'*Energy Management Corporation* della Corea, per approfondire le tematiche relative alla regolazione e all'utilizzo dei certificati bianchi nel nostro Paese.

Egitto: il consorzio formato dal regolatore greco (*Regulatory Authority for Energy – RAE*), in qualità di *project leader*, e il regolatore italiano, in qualità di *junior project leader*, si è aggiudicato il bando internazionale per l'implementazione di un progetto di *twining* a beneficio del regolatore egiziano EgyptERA: *Strengthening the Institutional Capacity of the Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Agency*. Il progetto, che dovrebbe iniziare nel primo semestre 2015 e che si focalizzerà sia sulle modalità di apertura del mercato elettrico in Egitto, sia sull'implementazione della nuova disciplina del mercato elettrico, sarà suddiviso in tre componenti:

- *market transition:* rivisitazione delle attuali regole di apertura del mercato dal lato della domanda e dell'offerta e valutazione degli effettivi progressi nella liberalizzazione del mercato;
- *legal and regulatory framework:* produzione normativa successiva alla prima legge del settore elettrico, in riferimento a *market transition*, *licensing*, certificati verdi, audizioni e risoluzione delle controversie;
- *standard, performance assessment and benchmarking:* qualità del servizio, performance economiche, tariffe e sussidi, piani di investimento, fonti di energia rinnovabile, efficienza energetica e programmi di cogenerazione.

Israele: il 22 e il 23 settembre 2014 l'Autorità ha ospitato una delegazione del regolatore israeliano (*Public Utility Authority – PUA*) nell'ambito del progetto TAIEX (*Technical Assistance Information Exchange Programme*), con l'obiettivo di fornire maggiori informazioni circa l'applicazione degli *International Financial Reporting Standards* (IFRS) e le possibili implicazioni per le tariffe elettriche.

Montenegro: il 26 febbraio 2015 si è svolta a Podgorica una riunione bilaterale tra l'Autorità e il regolatore del Montenegro (REGAGEN), in cui sono stati illustrati i più recenti sviluppi della regolazione dell'Autorità in materia di servizi idrici integrati.

Svizzera: il 23 e il 24 ottobre 2014 si è tenuto a Zurigo il Quinto dialogo energetico Italia-Svizzera, cui hanno preso parte per l'Italia l'Autorità, il Ministero per lo sviluppo economico e Terna. L'integrazione del mercato elettrico svizzero con quello dell'Unione europea è stato il principale tema in discussione.

International Confederation of Energy Regulators

L'Autorità partecipa a ICER dal 2009 attraverso MEDREG e CEER. Particolarmente intense sono state le attività in vista del *Forum on Energy Regulation (WFER)*, che avrà luogo a Istanbul dal 25 al 28 maggio 2015. Importante è l'iniziativa *Women In Energy* che prevede la creazione di un *network* per valorizzare al meglio la componente femminile nel settore energetico.

OCSE – NER

Nel giugno 2014 a L'Aia il *Network of Economic Regulators (NER)* – nato nel 2011 nell'ambito del *Regulatory Policy Committee (RPC)* dell'OCSE, del cui *Bureau* l'Autorità ha ottenuto la presidenza – ha portato le esperienze dirette e le *best practices* dei regolatori indipendenti sulle modalità di inclusione degli *stakeholders*, con particolare riferimento agli strumenti di consultazione. Nell'aprile 2014 l'RPC aveva già approvato l'*OECD Regulatory Outlook*, che fornisce una panoramica sullo stato dell'arte delle politiche di

regolamentazione e di *governance*. L'*Outlook* si sofferma, in particolare, sul tema del rafforzamento delle relazioni con gli *stakeholders*, sulla valutazione dell'impatto normativo e sulla sua valutazione *ex post*. Il NER ha poi sviluppato una metodologia (*Performance Assessment for Economic Regulator – PAFER*) per supportare i singoli regolatori nella messa a punto degli strumenti utili per la valutazione delle proprie performance e per il monitoraggio dei progressivi miglioramenti, al fine di accrescere l'*accountability* presso i propri interlocutori. In occasione del *meeting* del successivo mese di novembre, ne è stata presentata un'applicazione pratica e sono state avviate ulteriori azioni di sviluppo per l'estensione ad altri gruppi di regolatori. Nel corso della stessa riunione, sono stati presentati i risultati dell'analisi dei principali attributi dei regolatori per quanto attiene alla loro indipendenza, *Accountability and Scope of Action*: la regolazione italiana dei servizi di rete (elettricità, gas, trasporti, Telecom) è risultata, tra le nazioni OCSE, al secondo posto per quanto riguarda sia l'indipendenza, sia l'ampiezza dei poteri e l'efficacia dell'intervento, e al decimo posto per l'*accountability*.

Evoluzione della legislazione italiana

A partire da aprile 2014 fino a marzo 2015, gli interventi normativi relativi ai settori dell'energia elettrica, del gas e del servizio idrico sono stati molteplici e significativi. In primo luogo, il 24 aprile 2014 è stato pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 95, il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito, con modificazioni, nella legge 23 giugno 2014, n. 89, recante *Misure urgenti per la competitività e la giustizia sociale. Deleghe al Governo per il completamento della revisione della struttura del Bilancio dello Stato, per il riordino della disciplina per la gestione del bilancio e il potenziamento della funzione del bilancio di cassa, nonché per l'adozione di un Testo unico in materia di contabilità di Stato e di tesoreria*. Tale provvedimento reca interventi di revisione e razionalizzazione della spesa pubblica, di cui sono destinatarie anche le Autorità indipendenti; fra

le varie disposizioni contenute si segnalano, in particolare, sia l'art. 8, comma 1, che impone alle pubbliche amministrazioni l'obbligo di pubblicare sui propri siti istituzionali i dati relativi al bilancio di previsione e al bilancio consuntivo di ciascun anno, in forma sintetica, aggregata e semplificata, sia l'art. 13, che fissa, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo per il trattamento economico annuo onnicomprensivo per i pubblici dipendenti. Inoltre, al fine di assicurare la riduzione della spesa per acquisti di beni e servizi per gli enti pubblici, viene previsto, all'art. 50, comma 3, anche per gli enti e gli organismi dotati di autonomia finanziaria che non ricevono trasferimenti dal Bilancio dello Stato, come l'Autorità, l'obbligo di adottare interventi di riduzione della spesa per consumi intermedi, al fine di assicurare risparmi corrispondenti alla misura del 5%.

Sempre in tema di amministrazioni pubbliche, si cita il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 114, recante *Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari*, il cui art. 22 reca disposizioni relative alle Autorità indipendenti, investendo un novero di profili: l'incompatibilità dei componenti e dei dirigenti; le procedure concorsuali; la riduzione delle spese per incarichi di consulenza e per organi collegiali; la gestione unitaria dei servizi e degli acquisti centralizzati; l'accorpamento delle sedi. In tema di incompatibilità, il comma 1 esclude la possibilità che i componenti di un'Autorità indipendente, alla scadenza del mandato, possano essere nominati presso un'altra Autorità per un periodo di cinque anni, mentre il comma 3 estende anche ai dirigenti delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità il regime delle incompatibilità successive, già previsto per i componenti delle medesime Autorità dall'art. 2, comma 9, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Tale disposizione, infatti, vieta ai componenti, per almeno due anni dalla cessazione dell'incarico, di intrattenere, direttamente o indirettamente, rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con le imprese operanti nel settore di competenza.

Per garantire una riduzione delle spese, le stesse Autorità provvedono, dall'1 luglio 2014, a effettuare nell'ambito dei propri ordinamenti una riduzione non inferiore al 20% del trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti (comma 5), e dall'1 ottobre 2014 una riduzione della spesa per incarichi di consulenza, studio, ricerca e per gli organi collegiali non previsti dalla legge, in misura non inferiore al 50% rispetto a quella sostenuta nel 2013 (comma 6). Viene, inoltre, stabilito che le Autorità procedano alla gestione unitaria non solo dei servizi strumentali, mediante la stipula di convenzioni o la costituzione di Uffici comuni almeno tra due Autorità (comma 7), ma anche delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale (comma 4). Il comma 9, riformulato nel corso della prima lettura, stabilisce che le Autorità indipendenti, di cui al comma 1, tra le quali la stessa Autorità, gestiscano i propri servizi logistici in modo da prevedere che la sede sia stabilita in un edificio di proprietà pubblica o in uso gratuito, salve le spese di funzionamento, o in locazione a condizioni più favorevoli rispetto a quelle degli edifici demaniali disponibili. Possono essere previste più sedi per ogni Autorità, a condizione che nella sede principale sia concentrata la maggior parte degli Uffici e sia garantita la presenza effettiva del personale non inferiore al 70% del totale su base annua. Vengono altresì disposti dei limiti di spesa stabilendo, *primum*, che la

spesa per le sedi secondarie, di rappresentanza, per le trasferte e le missioni non sia superiore al 20% della spesa complessiva e, *deinde*, che la spesa complessiva per incarichi di consulenza, studio e ricerca non superi il 2% della spesa complessiva. Affinché tali criteri siano rispettati entro un anno da parte delle Autorità, è previsto dal comma 9-*bis* che, in caso di violazione di alcuni di essi, il Ministero dell'economia e delle finanze intervenga, entro l'anno solare successivo, individuando, tramite l'Agenzia del demanio, uno o più edifici da adibire a sede, eventualmente comune, delle relative Autorità.

Di estremo rilievo per i settori di competenza di questa Autorità, appaiono altresì le misure contenute negli artt. da 23 a 30-*quinquies*, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 116, recante *Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*. Il filo conduttore delle disposizioni citate è la previsione, enunciata all'art. 23, di destinare alla riduzione delle tariffe elettriche dei clienti in media tensione e di quelli in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, i minori oneri per l'utenza derivanti dagli articoli successivi e dalle disposizioni del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 (c.d. "Destinazione Italia"), che ha previsto con il c.d. "spalma incentivi volontario" la facoltà di diluire in un periodo più lungo gli incentivi per le fonti rinnovabili. Tale riduzione delle tariffe elettriche prevista per le piccole e medie imprese deve essere ripartita in modo proporzionale tra i soggetti aventi diritto e non deve essere cumulabile con gli incentivi già previsti per le imprese a forte consumo di energia. Durante l'esame al Senato della Repubblica, il suddetto articolo è stato integrato (comma 3-*bis*) prevedendo che, fino all'entrata in funzione dell'elettrodotto Sorgente-Rizziconi, e per disporre al contempo la rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna, siano definiti come "essenziali per la sicurezza del sistema elettrico" tutti gli impianti siciliani sopra i 50 MW di potenza. In merito, l'Autorità deve definire le modalità di offerta e remunerazione di tali impianti con riferimento all'equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità. Anche i successivi artt. 24 e 25-*bis* prevedono ulteriori interventi dell'Autorità: l'art. 24, infatti, sottopone alcune forme di autoconsumo di energia (Reti interne di utenza - RIU, Sistemi efficienti di utenza ed equiparati) al pagamento, a partire dall'1 gennaio 2015, di una quota di tali oneri in relazione all'energia consumata e non prelevata dalla rete, cioè su quella autoprodotta;

questo prevedendo che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari alla misurazione dell'energia consumata e, in via transitoria per l'anno 2015, ove ciò non sia possibile, preveda un sistema di maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente. Dall'applicazione di tali disposizioni sono esclusi gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. L'art. 25-*bis* demanda all'Autorità la revisione, con effetto a partire dall'1 gennaio 2015, della disciplina dello scambio sul posto, estendendola a tutti gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 500 kW. In tema di fonti rinnovabili e di efficienza energetica, l'art. 25 dispone che gli oneri per lo svolgimento dell'attività del Gestore dei servizi energetici (GSE), relativi ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese, non ricadano più sull'onere generale A_3 in capo a consumatori, imprese e famiglie, ma siano posti a carico dei beneficiari dell'attività del GSE stesso, a esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW. Il successivo art. 26, sempre in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili, si compone sia di una prima parte (commi da 1 a 6) (c.d. "spalma incentivi obbligatorio"), volta a generare risparmi sull'incentivazione dei grossi impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW, prevedendo tre opzioni temporali per il periodo di erogazione degli incentivi, sia di una seconda parte (commi da 7 a 13) che riguarda, invece, tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi pluriennali, i quali potranno cedere una quota fino all'80% degli incentivi per le fonti rinnovabili a operatori finanziari internazionali, selezionati attraverso procedure concorsuali. Il successivo art. 27 sopprime i rimborsi che l'Autorità corrisponde alle aziende elettriche per gli sconti da esse applicati ai dipendenti in virtù dei relativi contratti collettivi nazionali del lavoro.

Sulla base dei criteri di efficienza e di stimolo all'efficienza energetica, l'art. 28 impone la revisione della regolazione e della remunerazione dei sistemi elettrici delle isole minori non interconnesse con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), in cui operano imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria, stabilendo che, nelle more dell'emanazione di un decreto ministeriale relativo al processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione di tali sistemi elettrici basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia. L'art. 29 limita l'applicazione delle tariffe elettriche agevolate di cui gode Rete ferroviaria italiana (RFI) ai soli consumi relativi al servizio

di trasporto ferroviario universale e anche al trasporto ferroviario delle merci. Il comma 2 contiene una norma di carattere transitorio, vigente fino all'entrata in operatività delle modalità di individuazione dei consumi sopra citati, che riduce la componente tariffaria compensativa annua, riconosciuta in attuazione del regime tariffario speciale, sulla parte eccedente il quantitativo di 3.300 GWh, di un importo di 80 milioni di euro.

Sul fronte della distribuzione gas, si evidenzia l'art. 30-*bis* che proroga ulteriormente – tra i quattro e gli otto mesi – i termini per l'avvio delle gare d'ambito (commi da 2 a 4) e stabilisce il termine per la validità degli accordi tra gestore ed ente locale, ai fini del calcolo del valore dei rimborsi al gestore uscente (comma 1).

Meritevole di menzione è, infine, l'art. 30-*quater*, che include i consumatori del servizio idrico integrato tra coloro che possono beneficiare dei progetti finanziati con il Fondo in cui confluiscono le sanzioni irrogate dall'Autorità.

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante *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*, aggiorna il quadro normativo nazionale sull'efficienza energetica. Tra le disposizioni ivi contenute, di grande rilievo risulta l'art. 10, che attribuisce all'Autorità nuove competenze di regolazione, controllo ed *enforcement* nel settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico (cfr. il Capitolo 4, Vol. II). L'art. 9 del medesimo decreto, recepisce, assegnando altre attività all'Autorità, le disposizioni relative alla misurazione dei consumi energetici, alla fatturazione e ai costi dell'accesso alle informazioni sui consumi. L'Autorità è inoltre chiamata dall'art. 11 ad adempiere a una serie ulteriore di compiti tra i quali quello di effettuare, entro il 30 giugno 2015, una valutazione dei potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture per il gas e l'energia elettrica, nonché quelli di regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema. Il secondo comma dell'art. 11, inoltre, demanda all'Autorità il compito di adeguare le componenti della tariffa elettrica, con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e di adeguare le componenti ai costi dell'effettivo servizio, secondo criteri di gradualità. Inoltre, lo stesso articolo prevede anche che l'Autorità proponga al Governo eventuali nuovi criteri per la definizione del bonus elettrico, lo sconto sulla bolletta alle famiglie in condizione di disagio economico, alle famiglie numerose e ai clienti in gravi condizioni di salute.

Vale, inoltre, evidenziare il decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modifiche, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, recante *Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive*. Le disposizioni contenute all'art. 7 del decreto in esame incidono su numerosi e rilevanti aspetti di interesse per l'Autorità nel settore idrico. In particolare, le nuove norme riguardano, da una parte, gli assetti istituzionali e organizzativi del settore e, dall'altra, la qualità ambientale e del servizio reso all'utenza, anche in relazione al rispetto degli standard stabiliti a livello europeo, tramite la promozione degli interventi infrastrutturali nel settore. In particolare, a partire dal comma 1 dell'articolo in esame vengono apportate una serie di modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (c.d. "Codice dell'ambiente").

Più nel dettaglio, il decreto (art. 7, comma 1, lettera b) ha modificato l'art. 147 del Codice dell'ambiente, in materia di organizzazione territoriale del servizio idrico integrato, introducendo:

- norme cogenti relative alla partecipazione obbligatoria degli enti locali all'ente di governo dell'ambito, al quale è trasferito l'esercizio delle competenze a essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compresa la programmazione delle infrastrutture idriche;
- l'esercizio di poteri sostitutivi del Presidente della Regione nel caso in cui gli enti locali non aderiscano agli enti di governo dell'ambito;
- il principio dell'unicità della gestione – in luogo dell'unitarietà della medesima – quale criterio da seguire nella delimitazione degli ambiti territoriali ottimali a opera delle Regioni;
- la possibilità – qualora l'ambito territoriale ottimale coincida con l'intero territorio regionale – di affidare il servizio idrico integrato in ambiti territoriali comunque non inferiori agli ambiti territoriali corrispondenti alle province o alle città metropolitane, e la salvaguardia delle gestioni del servizio idrico in forma autonoma, esistenti nei comuni montani con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, istituite ai sensi del comma 5 dell'art. 148.

Il medesimo provvedimento (art. 7, comma 1, lettere c) e d) ha poi ridefinito la disciplina relativa alla forma di gestione e alle procedure di affidamento, prevedendo, all'art. 149-*bis* del citato Codice dell'ambiente:

- la delibera, da parte dell'ente di governo dell'ambito, della forma di gestione fra quelle previste dall'ordinamento europeo e il conseguente affidamento del servizio;
- l'affidamento al gestore unico di ambito entro i sei mesi antecedenti la data di scadenza dell'affidamento previgente;
- la gestione del servizio idrico integrato, da parte del soggetto affidatario, su tutto il territorio degli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale.

Durante l'esame parlamentare è stato poi soppresso, in linea anche con quanto segnalato dall'Autorità nella memoria 25 settembre 2014, 467/2014/I, il punto 3 della lettera e), che sanciva la possibilità di prevedere nelle convenzioni di gestione il subaffidamento del servizio, previa approvazione espressa da parte dell'ente di governo d'ambito. Specifiche disposizioni sono, inoltre, state introdotte relativamente ai contenuti delle convenzioni tipo. Al riguardo, l'art. 151, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dall'art. 7, comma 1, lettera e), del decreto, dispone che le convenzioni tipo – la cui adozione, attribuita all'Autorità, è in corso di definizione – debbano prevedere, tra l'altro, le opere da realizzare come individuate dal bando di gara, gli strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione, la disciplina delle conseguenze derivanti dalla eventuale cessazione anticipata dell'affidamento, nonché i criteri e le modalità per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore uscente.

Alcune importanti disposizioni del sopradetto decreto hanno, inoltre, interessato le dotazioni dei soggetti gestori (art. 153 del decreto legislativo n. 152/06), prevedendo:

- le scadenze entro le quali gli enti locali devono affidare – in concessione d'uso gratuita – le infrastrutture idriche di cui sono proprietari al gestore del servizio idrico integrato, per tutta la durata della gestione;
- l'obbligo per il gestore entrante di subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o di estinguere gli stessi, e di corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso definito secondo i criteri stabiliti dall'Autorità.

Assai rilevanti appaiono, inoltre, le disposizioni dedicate alle gestioni esistenti e al processo di adeguamento delle medesime

al nuovo assetto organizzativo delineato dallo stesso decreto. Sul punto, è stato interamente riscritto l'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo:

- l'obbligo per gli enti d'ambito, che non vi avessero già provveduto, di adottare, entro il 30 settembre 2015, il Piano d'ambito, di scegliere la forma di gestione e di avviare la procedura di affidamento, di disporre l'affidamento del servizio al gestore unico, con conseguente decadenza degli affidamenti non conformi alla disciplina *pro tempore* vigente;
- il subentro del gestore del servizio idrico integrato agli ulteriori soggetti operanti all'interno del medesimo ambito territoriale ottimale, alla data del 13 settembre 2014 ovvero alla scadenza prevista nel contratto di servizio, nel caso in cui detti soggetti gestiscano in base ad affidamenti conformi alla normativa *pro tempore* vigente;
- il potere sostitutivo del Presidente della Regione nel caso in cui l'ente di governo dell'ambito non proceda all'affidamento del servizio nel rispetto del principio di unicità della gestione; il potere di segnalazione dell'Autorità al Presidente del Consiglio dei ministri, in caso di inerzia del Presidente della Regione medesimo, con la conseguente nomina di un commissario *ad acta*;
- il trasferimento direttamente all'ente locale concedente – nei limiti e secondo le modalità previsti dalla convenzione – dei beni e degli impianti del gestore uscente relativi al servizio idrico integrato.

Oltre alle disposizioni relative al servizio idrico, il decreto interviene anche in materia di gas naturale: con lo scopo di aumentare la sicurezza delle forniture, l'art. 37 stabilisce che i gasdotti di importazione, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto, incluse le operazioni preparatorie necessarie alla redazione dei progetti e le relative opere connesse, rivestano carattere di interesse strategico, costituiscano una priorità a carattere nazionale e siano dichiarate di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti. Per tali scopi e, in particolare, per accrescere la risposta del sistema nazionale degli stoccaggi in termini di punta di erogazione e di iniezione, il comma 3 di tale articolo prevede che l'Autorità, a decorrere dal periodo di regolazione che inizia dal 2015, stabilisca meccanismi regolatori incentivanti gli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni

di punta effettuati a decorrere dal 2015, anche asimmetrici, privilegiando gli sviluppi contraddistinti da un alto rapporto tra prestazioni di punta e volume di stoccaggio e minimizzando i costi ricadenti sul sistema nazionale del gas.

Infine, un'altra rilevante disposizione del provvedimento in esame, l'art. 39-bis, è volta a novellare la definizione di teleriscaldamento o teleraffreddamento efficienti, includendo il calore cogenerato fra le fonti energetiche che possono essere utilizzate in combinazione fra loro al fine di raggiungere la richiesta percentuale di produzione di calore.

La legge 30 ottobre 2014, n. 161, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea* (legge europea 2013-bis), all'art. 22 integra i poteri di indagine e di esecuzione dell'Autorità, al fine di dare attuazione al regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (c.d. "REMIT") (si veda in proposito il Capitolo 6). I commi 1 e 2 dell'articolo in questione traspongono nella normativa nazionale l'art. 13 del regolamento citato, che richiede agli Stati membri di garantire che le proprie Autorità nazionali di regolamentazione siano dotate dei poteri di indagine e di esecuzione necessari, al fine di prevenire le pratiche abusive relativamente alla manipolazione (o tentata manipolazione) del mercato e *insider trading*. Il provvedimento nazionale prevede anche specifici poteri sanzionatori per i casi di violazione dei divieti citati, stabiliti nei commi da 4 a 8.

La legge 7 ottobre 2014, n. 154, recante *Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea* (legge di delegazione europea 2013, secondo semestre), all'art. 8 detta poi i principi e i criteri direttivi specifici per il recepimento della direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori.

In particolare, al comma 1 di tale articolo si vincola il Governo a rendere applicabile la direttiva anche alle procedure dinanzi a organismi di risoluzione delle controversie, in cui le persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie siano assunte o retribuite esclusivamente dal professionista, introducendo a garanzia alcuni criteri di imparzialità e indipendenza.

Infine, vale la pena di citare la legge 23 dicembre 2014, n. 190, recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato* (legge di stabilità 2015), che relativamente al settore elettrico, al comma 193 dell'art. 1, stabilisce

il trasferimento a Terna delle reti elettriche in alta e altissima tensione di Ferrovie dello Stato. L'Autorità definisce la remunerazione del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti, tenendo anche conto dei benefici potenziali per il sistema elettrico nazionale. Ai fini della corretta allocazione del costo delle infrastrutture ai rispettivi settori, relativamente alla definizione del capitale investito netto, l'Autorità procede senza dedurre il valore dei contributi pubblici utilizzati per investimenti sulla porzione di rete trasferita.

Sul fronte dei servizi pubblici locali, meritano una menzione i commi 609 e seguenti dello stesso art. 1, volti alla razionalizzazione delle società partecipate locali. Il comma 609, in particolare, con lo scopo di promuovere i processi di aggregazione e rafforzamento delle gestioni industriali dei servizi pubblici locali a rete, detta nuove disposizioni in tema di enti di governo degli ambiti territoriali ottimali (ATO), che integrano l'art. 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138; ciò prevedendo in particolare l'obbligo per gli enti locali di aderire agli enti di governo degli ambiti, cui viene assegnato il compito di predisporre la relazione prodromica all'affidamento del servizio, comprensiva del Piano economico-finanziario che deve essere asseverato da un istituto di credito, attribuendo, in caso di inottemperanza, al Presidente della Regione l'esercizio dei poteri sostitutivi. Viene, inoltre, disposto come ulteriore spinta alle aggregazioni, il mantenimento della concessione in essere anche in caso di acquisizione o fusione societaria, consentendo, ove necessario, la rideterminazione dell'equilibrio economico-finanziario del nuovo soggetto gestore, anche tramite l'aggiornamento del termine di scadenza delle concessioni in essere. A sostegno dei programmi degli interventi approvati, viene inoltre prevista l'attribuzione, in via generale, dei finanziamenti concessi a valere su risorse statali agli enti di governo degli ambiti o ai relativi gestori, nonché l'assegnazione delle risorse in via prioritaria ai gestori selezionati con gara o di cui l'Autorità attesti l'efficienza gestionale e la qualità del servizio reso. Le disposizioni in oggetto, inoltre, stabiliscono sia l'esclusione dai vincoli del patto di stabilità interno delle spese di investimento effettuate dagli enti locali con i proventi derivanti dalla dismissione totale o parziale di partecipazioni societarie, sia l'introduzione della definizione di servizio pubblico locale a rilevanza economica, non ancora presente nel quadro normativo nazionale.

La medesima legge di stabilità per l'anno 2015, all'art. 1, comma 615, ha apportato una rilevante modifica al comma 1 dell'art.

149-bis del Codice dell'ambiente – disposizione, come visto, inserita dal decreto legge c.d. "Sblocca Italia" – eliminando l'obbligo precedentemente previsto, in caso di affidamento *in house* del servizio idrico integrato, secondo cui la società affidataria doveva essere partecipata «*esclusivamente e direttamente*» dagli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale di riferimento, rendendo dunque ammissibile anche la partecipazione indiretta, in coerenza con il diritto eurounitario.

Infine, il comma 629 del medesimo art. 1, estende l'applicazione della *reverse charge* o inversione contabile anche ai casi di trasferimenti di quote di gas a effetto serra, definiti dall'art. 3 della direttiva 203/87/CE, di trasferimenti di altre unità che possono essere utilizzate dai gestori per conformarsi alla stessa direttiva, nonché di certificati relativi al gas e all'energia elettrica e di cessioni di gas ed energia elettrica a un soggetto passivo-rivenditore, di cui all'art. 7-bis dello stesso decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633.

Il primo provvedimento da evidenziare per l'anno 2015 è la legge 27 febbraio 2015, n. 11, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*. Tra le varie disposizioni contenute nel provvedimento, si segnalano in particolare il comma 3-ter dell'art. 3, che proroga al 31 dicembre 2015 il termine oltre il quale si applica il prelievo del 20% delle somme spettanti agli enti locali a seguito della gara d'ambito per la distribuzione del gas naturale, nei casi in cui gli enti locali concedenti non abbiano rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante, relativamente al primo e al secondo raggruppamento degli ambiti territoriali. Sempre in materia di gare d'ambito per la distribuzione del gas naturale, interviene anche il successivo comma 3-quater che proroga all'11 luglio 2015 il termine per l'intervento sostitutivo della Regione in caso di mancata pubblicazione del bando da parte dei Comuni, per gli ambiti territoriali del primo raggruppamento. Dalla proroga sono esclusi gli ambiti in cui almeno il 15% dei punti di riconsegna è situato nei comuni colpiti dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012.

In relazione esclusivamente agli impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle zone colpite dal sisma testé citato, il comma 1-bis dell'art. 11 proroga al 31 dicembre 2015 il termine per la loro entrata in esercizio. Sempre in tema di gas, il comma 3-quinquies differisce dall'1 aprile all'1 ottobre 2014 la data di inizio dell'anno convenzionale, quale periodo di riferimento ai fini dell'attestazione della quota

di mercato all'ingrosso del gas naturale da parte di ciascun soggetto che immette lo stesso nella rete nazionale; mentre il successivo comma 3-sexies modifica la disposizione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (c.d. "decreto stoccaggi"), che fissa le date dell'anno convenzionale, facendo coincidere lo stesso con l'anno termico che decorre dall'1 ottobre al 30 settembre dell'anno successivo, e non più con il periodo intercorrente tra l'1 aprile e il 31 marzo dell'anno successivo. Nello stesso articolo, inoltre, vi è una ulteriore disposizione attinente alle zone colpite da eventi calamitosi, accaduti nel biennio 2012 e 2013: il comma 3-bis, infatti, proroga al 30 settembre 2015 il termine entro cui devono entrare in esercizio, per essere ammessi alle tariffe incentivanti, gli impianti fotovoltaici iscritti nel registro del GSE in posizione tale da rientrare nei volumi incentivabili ai fini degli incentivi del V Conto energia, da realizzarsi in tali territori.

Il 24 febbraio 2015 è stato approvato il decreto ministeriale n. 39, *Regolamento recante i criteri per la definizione dei costi ambientali e della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua*, che stabilisce i criteri tecnici e metodologici per determinare i costi ambientali e della risorsa, tenendo conto dei diversi utilizzi dell'acqua, ai quali le Autorità competenti, nelle fasi di pianificazione e programmazione dei piani di gestione, devono adeguarsi.

In relazione, infine, ai disegni di legge ancora all'esame del Parlamento, occorre evidenziare, *primum*, il disegno di legge recante *Riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche* (AS 1577), approvato dalla Commissione affari costituzionali del Senato ed attualmente all'esame dell'Assemblea, che attribuisce una delega al Governo al fine di semplificare l'organizzazione delle amministrazioni pubbliche, prevedendo espressamente l'eliminazione degli Uffici ministeriali le cui funzioni si sovrappongono a quelle delle Autorità indipendenti (art. 7).

L'art. 13 contiene la delega al Governo ad adottare, entro 12 mesi, i decreti legislativi di semplificazione nel settore delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e dei servizi pubblici locali; l'art. 14 mira a riordinare la disciplina dei servizi pubblici locali secondo criteri direttivi specificamente individuati, diretti anche a razionalizzarne la gestione.

Un altro intervento normativo di rilievo per i settori di competenza dell'Autorità, anch'esso ancora all'esame del Senato in seconda lettura, è rappresentato dal 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"). Nella versione inviata al Parlamento, il disegno di legge si compone di 57 articoli, di cui molti si configurano come novelle al Codice dell'ambiente (decreto legislativo n. 152/06). Tali norme, già illustrate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, riguardano, tra l'altro, la tariffa sociale, la morosità nel settore idrico e l'istituzione, presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, di un Fondo di garanzia delle opere idriche.

Vale menzionare il disegno di legge contenente la delega al Governo per l'attuazione delle tre direttive che riformano il settore degli appalti e delle concessioni: la direttiva 2014/25/UE sugli appalti nei c.d. "settori speciali" (acqua, energia, trasporti e servizi postali), la direttiva 2014/24/UE sugli appalti pubblici nei settori ordinari e la direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione (da cui però è espressamente escluso il settore idrico). Tali direttive, entrate in vigore il 18 aprile 2014, dovranno essere recepite dagli Stati membri nell'ordinamento nazionale entro il 18 aprile 2016.

Infine, si segnala che il disegno di legge recante la *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* è stato assegnato alle Commissioni riunite finanze e attività produttive, commercio e turismo, della Camera. Tale disegno di legge stabilisce agli artt. 19 e 20, l'abrogazione, prevista per l'1 gennaio 2018, della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, al fine di superare i c.d. "regimi di tutela". Il successivo art. 21 integra tali previsioni, rinviando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, per l'adozione di tutte le disposizioni atte a garantire il graduale superamento del regime di tutela, con particolare riferimento al monitoraggio dei prezzi nelle fasi precedenti e successive alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi di riferimento, nonché all'introduzione di obblighi informativi a favore dei consumatori e all'adozione delle misure necessarie a evitare elementi potenzialmente distorsivi della concorrenza.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione sulla disciplina dei bonus elettrico e gas

Con la segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014//com, l'Autorità, nell'esercizio dei suoi poteri ex art. 2, comma 6, della legge n. 481/95, ha sottoposto alla Presidenza del Consiglio dei ministri, al Ministro dello sviluppo economico, al Ministro dell'economia e delle finanze, al Ministro del lavoro e delle politiche sociali alcuni aggiustamenti alla disciplina dei bonus elettrico e gas, con particolare riferimento ai criteri di accesso all'agevolazione, alla platea dei destinatari dell'intervento e ai criteri di definizione della compensazione. Tale segnalazione contiene sia alcune proposte relative a misure ulteriori che possono essere affiancate al bonus per potenziare lo sforzo di riduzione della spesa per elettricità e gas delle famiglie più vulnerabili, sia alcuni perfezionamenti della disciplina, derivati dall'operatività del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159, che ha introdotto una nuova modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE).

Nello specifico, riguardo ai meccanismi di rivalutazione del livello soglia dell'ISEE per l'accesso al bonus, nell'ottica di migliorare la capacità dell'ISEE di intercettare la condizione di disagio economico, qualunque sia il livello di soglia, l'Autorità ha proposto di prevedere un meccanismo di rivalutazione automatica annuale della soglia dell'ISEE sulla base dell'indice Istat dei prezzi al consumo.

Riguardo alla platea dei destinatari, l'Autorità ha suggerito, tra l'altro:

- di estendere l'accesso al bonus anche agli utenti che utilizzano gas diversi dal gas naturale distribuiti su reti urbane e agli utenti del servizio di teleriscaldamento, ponendo in essere, a tal fine, adeguati sistemi di identificazione univoca degli utenti allacciati a tali reti;
- di prevedere, nel più ampio processo di revisione della Carta acquisti in corso, che nella domanda di richiesta di tale Carta venga obbligatoriamente inserita l'informazione relativa almeno

al POD elettrico per assicurare l'automatico riconoscimento dei bonus a questi cittadini, che venga raccomandato l'inserimento del PDR gas e che in sede di consegna della Carta da parte di Poste italiane venga comunque consegnata una nota informativa sul bonus.

Riguardo alla spesa di riferimento per l'applicazione dello sconto, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre di modificare il dettato dei decreti sul punto, sostituendo il riferimento alla spesa per l'energia al netto delle imposte con il riferimento alla spesa al lordo delle imposte.

Inoltre, l'Autorità ha proposto, tra gli altri spunti:

- di rafforzare le misure di efficienza energetica già in essere con particolari previsioni orientate ai clienti economicamente vulnerabili e titolari di bonus;
- di valutare l'opportunità di introdurre una maggiorazione del bonus elettrico a favore dei clienti che decidano di adottare tale modalità di riscaldamento, con riferimento al riscaldamento con pompe di calore;
- di integrare il decreto interministeriale 28 dicembre 2007 nella parte in cui prevede che il richiedente si presenti presso il proprio Comune di residenza (o i CAF da questo designati) per consegnare una prima istanza (o una istanza di rinnovo) di richiesta del bonus, affiancando a detta modalità la possibilità, per il richiedente, di inviare per via telematica la propria istanza;
- di mantenere i controlli in capo ai Comuni, non avendo né le strutture né le competenze per procedere in autonomia e, nel caso delle domande di rinnovo e di nuove domande inoltrate telematicamente direttamente dal cliente finale, di demandare al Sistema di gestione delle agevolazioni sulla tariffa elettrica – SGAtE) l'onere di interfacciarsi con i Comuni e con la banca dati ISEE di INPS per gli aspetti che incidono sull'accessibilità e il valore del bonus (livelli dell'ISEE, numerosità familiare, residenza).

Segnalazione sui sistemi semplici di produzione e consumo e sulle reti private

Con la segnalazione 17 luglio 2014, 348/2014/I/ee, l'Autorità ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, alcune proposte in merito a due differenti problematiche: la definizione delle configurazioni di rete private realizzabili e l'allocatione degli oneri generali di sistema.

In particolare, l'introduzione di una lunga serie di disposizioni e definizioni relative ai c.d. "sistemi semplici" di produzione e consumo e alle reti elettriche private, negli anni ha comportato l'insorgere di rilevanti complessità che non consentono di risolvere tutte le incertezze in relazione alla possibilità di realizzare nuove configurazioni private o di allocare gli oneri generali di sistema secondo criteri di efficienza e di rispondenza ai costi evitati e/o alle esternalità indotte.

Nello specifico, riguardo alla definizione delle configurazioni private realizzabili, l'Autorità passa in rassegna i sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), relativamente ai quali le normative attualmente vigenti contemplano unicamente i sistemi di autoproduzione (art. 2, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79), tra cui rientrano anche le cooperative storiche e i consorzi storici), i Sistemi efficienti d'utenza (SEU) (art. 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115) e i Sistemi esistenti equiparati ai SEU (SESEU) (art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08). In aggiunta alle suddette definizioni, la direttiva 96/92/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 79/99, riportava anche la definizione di "linea diretta" intesa come *«la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione a un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione»*. Tale definizione non ha mai trovato applicazione pratica e appare di dubbia interpretazione. Sul punto, con la segnalazione in esame l'Autorità ha invitato a recepire la definizione di "linea diretta" e l'art. 34 della direttiva, risolvendo il dubbio interpretativo, affinché *«almeno tutti i sistemi caratterizzati da un unico cliente finale e da un unico produttore direttamente collegati all'interno di un'area privata possano essere realizzati indipendentemente dalle concessioni assegnate per l'attività di trasmissione e distribuzione»*.

La segnalazione affronta poi il tema delle reti private: su tale punto, dopo aver ricordato i riferimenti normativi e le descrizioni delle RIU

e dei Sistemi di distribuzioni chiusi (SDC), si sottolinea che, affinché le reti private possano essere considerate a tutti gli effetti sistemi di distribuzione chiusi così come definiti dalla direttiva 2009/72/CE, occorrerebbe modificare i decreti ministeriali con cui sono state assegnate le concessioni per l'attività di distribuzione, prevedendo delle apposite subconcessioni in capo ai gestori delle reti elettriche private per l'esercizio dell'attività di distribuzione all'interno degli SDC.

Se, diversamente, il Governo e il Parlamento ritenessero invece che gli SDC richiamati nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, non siano quelli previsti dalla direttiva 2009/72/CE (il cui recepimento non è obbligatorio), ovvero che non debbano essere regolati secondo quanto definito dalla medesima direttiva, sarebbe necessario modificare o abrogare l'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11. In tal caso, non si potrebbero realizzare nuove reti private, in quanto tale attività risulterebbe confliggente con quella assegnata in concessione.

Infine, circa l'applicazione degli oneri generali di sistema, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che il Governo, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica, operi o dia indirizzi all'Autorità ai fini di una completa e omogenea redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo (ove necessario) un'applicazione selettiva, al fine di tenere conto delle diverse tipologie di clienti finali e non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete. Con ciò verrebbe superata l'esigenza stessa di definire e continuare a modificare la definizione dei sistemi (SEU o SESEU) per i quali si applicano esoneri tariffari.

Per quanto riguarda la redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, l'Autorità evidenzia che l'applicazione della parte variabile degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata per tutte le configurazioni richiederebbe la completa innovazione dei flussi informativi su cui si fonda il funzionamento del sistema elettrico e dei sistemi di fatturazione, aggiungendo diverse complessità. Infatti, il sistema elettrico attualmente rileva e utilizza come unici dati di riferimento quelli relativi all'energia elettrica prelevata da rete pubblica (e non anche quelli relativi all'energia elettrica consumata in sito). Pertanto, l'Autorità ritiene preferibile prevedere maggiorazioni delle parti fisse (per punto di connessione o per potenza impegnata) dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, evitando di penalizzare eccessivamente i clienti finali con un'elevata potenza impegnata e consumi ridotti.

Segnalazione sulla copertura dei costi connessi alla messa in sicurezza dei rifiuti radioattivi non di pertinenza dell'attuale perimetro degli oneri nucleari

Con la segnalazione 7 agosto 2014, 416/2014/I/eel, l'Autorità ha evidenziato al Governo e al Parlamento alcune criticità in merito alla copertura, tramite la componente tariffaria A_2 , di parte dei costi relativi sia alla progettazione e realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi e del Parco tecnologico, sia alle azioni di sviluppo e ai programmi di ricerca che dovrebbero avere luogo nelle anzidette strutture.

In particolare, attraverso il gettito della componente A_2 della tariffa elettrica, ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente, sono finanziate le attività suddette, ivi comprese (anche se solo a titolo di acconto) le attività non afferenti al perimetro degli oneri nucleari, ma derivanti dai processi industriali, di ricerca o nel campo medico (pari al 40% circa di quelli che dovranno confluire nel futuro deposito), con la conseguenza di imputare, sulla stessa componente, almeno transitoriamente, oneri impropri che dovrebbero essere recuperati solo in seguito all'entrata in esercizio del Deposito nazionale (mediante i corrispettivi che pagheranno i diversi utilizzatori all'atto del conferimento dei rifiuti radioattivi).

Sul punto, paventando che siano imputati sulla citata componente a fondo perduto costi impropri, non strettamente attinenti al perimetro degli oneri nucleari, l'Autorità sottolinea, a tutela degli utenti elettrici, la necessità di ottenere garanzie circa il rimborso di quanto anticipato attraverso le entrate derivanti dal corrispettivo per l'utilizzo delle strutture del Parco tecnologico e del Deposito nazionale. Inoltre, in relazione al Deposito nazionale, dal momento che i costi anticipati a titolo di acconto dall'utente elettrico vanno a vantaggio dei futuri utilizzatori, la segnalazione rimarca come ingiustificato il ricorso alle disponibilità finanziarie del gettito della componente tariffaria A_2 , proponendo piuttosto che i medesimi costi vengano sostenuti da tutti gli operatori interessati, identificabili attraverso i registri dell'ISPRA con la mappatura dei rifiuti radioattivi presenti in Italia e dei loro detentori.

Essendo noti i futuri utilizzatori del Deposito nazionale, l'Autorità ritiene opportuno che essi siano da subito coinvolti e chiamati a contribuire al finanziamento, fin dalle fasi di localizzazione, progettazione e realizzazione, del medesimo Deposito, in ragione della quantità/qualità/stato dei rifiuti radioattivi da essi detenuti e dell'avanzamento del progetto. La soluzione auspicata avrebbe il vantaggio che i futuri utilizzatori del Deposito nazionale sarebbero

fin da subito consapevoli dei costi che dovranno affrontare per il conferimento dei rifiuti da loro detenuti, con la conseguenza, inoltre, di non gravare la bolletta elettrica di oneri impropri, in coerenza con il più generale obiettivo di ridurre la tariffa elettrica.

Segnalazione in merito ai Sistemi efficienti di utenza e alla morosità nel settore idrico

Con la segnalazione 5 marzo 2015, 94/2015/I/com, l'Autorità ha evidenziato al Governo e al Parlamento alcune criticità emerse a seguito della presentazione degli emendamenti e sub-emendamenti al disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (AS 1676), all'esame, in seconda lettura, della Commissione territorio del Senato. Le osservazioni si riferiscono esclusivamente agli artt. 8, in materia di SEU, e 44, in tema di morosità nel servizio idrico integrato.

Con la memoria 11 dicembre 2014, 604/2014/I, l'Autorità aveva già avuto modo di esprimere le proprie considerazioni in merito alle criticità emerse in relazione ai SEU, di cui si occupa il disegno di legge all'esame. Pertanto, con questa segnalazione l'Autorità ribadisce di non ritenere opportuno dare seguito agli emendamenti finalizzati all'ampliamento della platea dei sistemi che possono rientrare nella definizione di SEU o di SESEU (e quindi nella platea dei soggetti beneficiari di esenzioni tariffarie).

Riguardo alla morosità nel settore idrico, l'Autorità ritiene opportuno limitare la garanzia del quantitativo di acqua, necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura per gli utenti morosi, agli utenti morosi che risultino in condizioni di documentato disagio economico; ciò in quanto, da una parte, la normativa primaria di riferimento non definisce il novero dei clienti che, per ragioni di carattere sociale, non possono essere disalimentati neppure in caso di perdurante morosità, dall'altra, non sono a oggi previsti fondi pubblici per finanziare il beneficio della non disalimentabilità, il cui costo viene dunque interamente posto in capo alle tariffe del Sistema idrico integrato (SII) per ciascun territorio.

Ne deriva che, se si estendesse anche agli utenti in condizioni economiche agiate la possibilità di accedere gratuitamente a un quantitativo minimo di acqua, si genererebbero rilevanti costi che finirebbero per essere posti sulla generalità degli utenti del SII, comprese le famiglie in condizioni economiche disagiate, creando una sorta di perequazione al contrario tra utenti agiati e utenti non agiati.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministero dell'economia e delle finanze in merito allo schema di decreto ministeriale recante Modalità e termini per i versamenti, da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato per gli anni 2012 e successivi

In data 26 giugno 2014, con il parere 318/2014/I, l'Autorità ha espresso parere favorevole in merito allo schema di decreto ministeriale recante *Modalità e termini per i versamenti, da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato per l'anno 2012 e successivi*, ai sensi delle leggi 30 dicembre 2004, n. 311, e 23 dicembre 2005, n. 266.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante Disciplina del mercato della capacità

In data 30 giugno 2014, con il parere 319/2014/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente sul decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 giugno 2014, *Disciplina del mercato della capacità*.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 17 luglio 2014, con il parere 350/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico sulla modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.

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

In data 24 luglio 2014, con il parere 366/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico sull'ampliamento dell'ambito della RTN con inclusione della linea a

380 kV Larino-Termoli Centrale e della sezione 380 kV della stazione Termoli Centrale, oggi di proprietà della società Sorgenia Power.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto in materia di importazioni di energia elettrica per il 2014

In data 18 settembre 2014, con il parere 445/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole allo schema di decreto recante *Integrazione al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 dicembre 2013*, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, inerente al rinnovo di alcuni regimi speciali relativi alle importazioni di energia elettrica per l'anno 2014.

Parere al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sullo schema di decreto recante Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare

In data 2 ottobre 2014, con il parere 478/2014/I/efr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 3, del decreto legge n. 145/13, ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto recante *Criteri per la rimodulazione volontaria degli incentivi spettanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare*, riportando alcuni suggerimenti finalizzati a rendere più allettante tale rimodulazione. In particolare, si propone di valutare le seguenti modifiche:

- precisare all'art. 4, comma 2, che, a seguito di interventi di qualunque tipo, realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, possano trovare applicazione il ritiro dedicato e/o lo scambio sul posto (purché non incompatibili con gli strumenti incentivanti percepiti, quali le tariffe fisse onnicomprensive o gli incentivi di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012);
- precisare, all'art. 4, comma 3, che:

- nel caso di interventi di potenziamento su impianti per i quali è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, l'eventuale nuovo incentivo sia erogato in relazione alla maggior produzione derivante dal potenziamento stesso, continuando a beneficiare dell'incentivo preesistente e rimodulato per la produzione imputabile alla parte dell'impianto già esistente. Esplicitare, altresì, i criteri secondo cui identificare le quantità di energia elettrica per cui troverebbero applicazione i preesistenti incentivi e gli eventuali nuovi strumenti incentivanti, con particolare riferimento ai casi in cui non è possibile ricorrere ai dati di misura;
- nel caso di interventi di integrale ricostruzione e di totale rifacimento degli impianti alimentati da biomasse di potenza fino a 1 MW (se effettuati a partire dal quinto anno successivo al termine del periodo residuo di diritto di godimento all'incentivo originario), l'eventuale nuovo incentivo sostituisca quello preesistente rimodulato.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW

In data 16 ottobre 2014, con il parere 504/2014//efr, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'art. 26, comma 3, lettera b), del decreto legge

n. 91/14, parere favorevole allo schema di decreto recante *Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW*.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto, recante Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2015

In data 23 dicembre 2014, con il parere 650/2014//eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, allo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, recante *Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2015*.

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 24 giugno 2014, n. 91

In data 29 dicembre 2014, con il parere 677/2014//eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in relazione allo schema di decreto recante *Criteri per le modalità di individuazione dei consumi rilevanti ai fini del regime tariffario speciale per RFI*, in attuazione delle disposizioni dell'art. 29 del decreto legge n. 91/14.

Audizioni presso il Parlamento

Schema di decreto legislativo recante Attuazione della direttiva 2012/27/CE in materia di efficienza energetica

Nell'audizione del 7 maggio 2014 presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati e la Commissione industria, commercio, turismo del Senato, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito allo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva europea 2012/27/CE, in materia di efficienza energetica.

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

- efficienza energetica negli usi finali (art. 7 e disposizioni correlate in altri articoli);
- misurazione e fatturazione dei consumi energetici (art. 9);
- promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento (art. 10);
- trasformazione, trasmissione e distribuzione di energia (art. 11);
- sanzioni e relativo procedimento (art. 16).

In particolare, riguardo l'efficienza negli usi finali di energia (art. 7), l'Autorità ritiene auspicabile la quantificazione e la ripartizione in ciascun

anno del periodo 2014-2020 di questo obiettivo, essendo stato introdotto un «*regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica*», che dovrà garantire il raggiungimento di un obiettivo cumulato vincolante di risparmio energetico negli usi finali nel periodo considerato.

Al fine poi di consentire una più efficace pianificazione degli investimenti da parte degli operatori, dando certezza e stabilità ai meccanismi di incentivazione, l'Autorità ritiene, invece, che il recepimento della direttiva debba essere anche l'occasione per definire la suddivisione del target tra i diversi strumenti disponibili (certificati bianchi e, in base alla Relazione accompagnatoria allo schema di decreto, detrazioni fiscali e Conto energia termico di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2012, fatto salvo quanto disposto al comma 8, dell'art. 7, dello schema di decreto).

Inoltre, affinché l'Autorità possa esercitare efficacemente la funzione di formulare proposte al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, è fondamentale che essa abbia garanzia di accesso a tutte le informazioni necessarie a monitorare il funzionamento degli strumenti di promozione dell'efficienza energetica in vigore ed eventuali scostamenti dei risultati conseguiti rispetto al target.

Per quanto riguarda, invece, la quota dell'obiettivo obbligatorio da conseguire negli usi finali nel periodo 2014-2020 con strumenti diversi dai certificati bianchi, si ritiene necessaria l'eliminazione di quanto disposto al comma 8 dell'art. 7 del decreto, in considerazione della difficoltà di contabilizzare con precisione i risparmi energetici addizionali connessi unicamente all'attuazione di Sistemi di gestione dell'energia o di *audit* energetici, e del connesso rischio di *double counting*.

Il perseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e gestione attiva della domanda richiede non solo lo sviluppo di un'offerta concorrenziale di servizi energetici ma, al contempo, una maggiore consapevolezza dei consumatori in relazione ai propri consumi, ai costi connessi e alle opportunità di ridurre la propria spesa per l'energia, argomenti di cui lo schema di decreto tratta all'art. 9. Su tale punto, l'Autorità ha ricordato come il nostro Paese sia all'avanguardia in materia di misura dei consumi di energia elettrica e di gas naturale e nel mondo nel campo dei contatori intelligenti; inoltre, il regolatore ha menzionato anche quanto fatto in relazione sia allo sviluppo del Sistema informativo integrato, di cui all'art. 1-*bis* della legge 13 agosto 2010, n. 129, per assicurare la terzietà nel trattamento dei dati di *switching*, sia al progetto Bolletta 2.0 per la revisione della struttura dei documenti di fatturazione, volto a semplificarne la lettura e la comprensione da parte dei consumatori finali.

L'art. 11 dello schema di decreto attribuisce all'Autorità il compito di valutare, entro giugno 2015, i potenziali di efficientamento delle infrastrutture elettriche e del gas. In merito, l'Autorità ha ricordato che tale tempistica, peraltro prevista dalla direttiva, risulta critica in ragione della complessità di tale valutazione.

Nel corso dell'audizione, l'Autorità ha affrontato anche il tema dell'articolazione delle tariffe elettriche di rete – tema su cui nel 2013 il regolatore aveva già avviato un procedimento di revisione, nell'ambito del quale è stata anche attuata una sperimentazione tariffaria su scala nazionale per utenti che usano le pompe di calore come sistema principale di riscaldamento della propria abitazione di residenza – sottolineando come, per completare il percorso verso il superamento della tariffa elettrica domestica progressiva, sia necessario anche provvedere all'eliminazione degli attuali scaglioni tariffari, previsti per le accise sull'energia elettrica consumata dai clienti domestici. Senza tale provvedimento normativo la transizione verso una tariffa domestica semplice e comprensibile resterebbe incompiuta. Tale impostazione è coerente con quanto esplicitamente previsto dallo schema di decreto (art. 11, comma 2), che precisa come il superamento dell'attuale struttura progressiva della tariffa elettrica domestica debba avvenire «*secondo criteri di gradualità*»; che l'adeguamento «*non deve produrre impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva*» e che l'Autorità può proporre al Governo «*eventuali nuovi criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica*».

Inoltre, relativamente alle funzioni di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento attribuite al regolatore dallo schema di decreto (puntualmente elencate all'art. 10, comma 16, e all'art. 9, comma 1), l'Autorità, anche al fine di garantire omogeneità sotto il profilo della tutela dei consumatori e degli obblighi di servizio pubblico in un settore che presenta notevole frammentarietà, ha osservato la necessità che nelle funzioni a essa attribuite venga ricompresa quella di definire una o più convenzioni tipo tra il gestore del servizio e il Comune.

Oltre a ciò, poiché lo schema di provvedimento (art. 10, comma 16, lettera e) attribuisce all'Autorità la definizione di tariffe di cessione del calore limitatamente ai casi di nuove reti ubicate in aree urbane non metanizzate e a quelli in cui i Comuni abbiano imposto l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, l'Autorità ritiene che tale previsione dovrebbe essere riferita a tutti in casi in cui non esiste un efficace assetto concorrenziale tra sistemi alternativi di produzione e fornitura del calore, oltre che (come già

previsto dallo schema di decreto) ai casi in cui l'allacciamento alla rete è imposto dai Comuni.

Inoltre, si suggerisce di includere nelle funzioni attribuite all'Autorità anche quella relativa alla definizione dei criteri di quantificazione del valore residuo delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento al termine delle concessioni, ove tali criteri non siano previsti nelle convenzioni. Tale previsione favorirebbe lo sviluppo delle reti, anche in prossimità della scadenza della convenzione, darebbe certezza ai finanziatori e tranquillità agli operatori, ed eviterebbe il rischio di impatti tariffari negativi di altre soluzioni.

L'Autorità ritiene, infine, auspicabile che lo schema di decreto preveda che anche le funzioni di cui all'art. 9, comma 1, in materia di attività di misura dei consumi di calore, freddo e acqua calda sanitaria nel settore domestico distribuiti da reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, siano esercitate dall'Autorità con i medesimi poteri previsti dalla legge istitutiva.

Disegno di legge di conversione del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, recante Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari

Nell'audizione del 9 luglio 2014 presso la 1° Commissione affari costituzionale della Camera, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 90/14, recante *Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari*, proponendo osservazioni sulle criticità emerse dall'art. 22 che contiene norme concernenti questa stessa Autorità di regolazione. In particolare, il comma 9 dell'art. 22 prevedeva che, entro il 30 settembre 2014, il Ministero dell'economia e delle finanze individuasse, tramite l'Agenzia del demanio, uno o più edifici contigui da adibire a sede comune dell'Autorità di regolazione dei trasporti, dell'Autorità, dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, della Commissione di vigilanza sui Fondi pensione e della Commissione di garanzia dell'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi pubblici essenziali e che il trasferimento dei relativi Uffici venisse effettuato entro il 30 giugno 2015.

Infatti, tale previsione, se letta unitamente al successivo comma 10 – che prevedeva l'abrogazione dell'art. 2, comma 3, della legge n. 481/95, il quale poneva il divieto per più Autorità di regolazione dei servizi pubblici di avere sede nella stessa città – e al comma 12 – che stabiliva

l'abrogazione della norma del Codice del processo amministrativo la quale devolve la competenza esclusiva delle controversie relative ai poteri esercitati dall'Autorità al TAR Lombardia – induceva a ritenere che gli Uffici di tutte le Autorità di regolazione potessero essere trasferiti nella città di Roma, considerato che nella capitale hanno la propria sede principale alcune Autorità indipendenti elencate al comma 9.

Alcune osservazioni sono state formulate anche con riferimento al comma 4 dell'art. 22, che prevede una procedura concorsuale unica per il reclutamento di personale non solo delle Autorità di regolazione, ma di tutte le principali Autorità amministrative indipendenti, gestite unitariamente, previa stipula di apposite convenzioni tra gli stessi organismi. Infine, l'Autorità si è soffermata sul regime di incompatibilità previsto per i dirigenti a tempo indeterminato e per i Componenti degli organi di vertice delle Autorità di regolazione (inclusa l'Autorità), rispetto alla disciplina prevista per le altre Autorità indipendenti. L'art. 22, al comma 3, lettera a), integrando l'art. 2, comma 9, della legge n. 481/95, stabilisce, infatti, per i dirigenti a tempo indeterminato e per i Componenti delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, il divieto, per i quattro anni successivi alla cessazione dell'attività, di «intrattenere, direttamente o indirettamente, rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con le imprese operanti nel settore di competenza». Detto regime di incompatibilità *ex post* per ben quattro anni, unitamente al giusto regime della incompatibilità assoluta durante il servizio (rafforzata rispetto al restante mondo della Amministrazione pubblica) e agli ulteriori limiti di progressione di carriera ed economica già in vigore, rischia di provocare una notevolissima decrescita del grado di interesse delle posizioni offerte presso l'Autorità nei confronti del mercato privato, in settori ove il presidio pubblico di un'Autorità indipendente si connota anche per l'elevata qualificazione e la competenza riconosciuta alle persone che vi operano.

Conversione in legge del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, recante Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea

Nell'audizione del 3 luglio 2014 presso le Commissioni industria, commercio e turismo e territorio, ambiente, beni ambientali del

Senato, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in merito agli artt. da 23 a 30 del decreto legge n. 91/14, recante *Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*, in materia di:

- riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione (art. 23);
- disposizioni in materia di esenzione da corrispettivi e oneri del sistema elettrico per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo (art. 24);
- modalità di copertura di oneri sostenuti dal GSE (art. 25);
- interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici (art. 26);
- rimodulazione del sistema tariffario dei dipendenti del settore elettrico (art. 27);
- riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse (art. 28);
- rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato (art. 29);
- semplificazione amministrativa e di regolazione a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30).

Relativamente al comma 1 dell'art. 23, che individua la platea dei beneficiari dello sconto in bolletta, l'Autorità precisa che il riferimento alla soglia di potenza dovrebbe essere relativo alla «potenza disponibile superiore a 16,5 kW» e non alla potenza «impegnata non inferiore a 16,5 kW», sia per rendere i raggruppamenti dei clienti coerenti con le vigenti classi tariffarie della distribuzione, sia per stabilizzare la definizione dell'ambito, dal momento che, se restasse il riferimento alla potenza "impegnata", la platea delle utenze ammesse alla rimodulazione varierebbe di mese in mese in funzione del variare dell'effettivo prelievo di potenza che, per gran parte di questi clienti, viene rilevato su base mensile, potendo scendere anche sotto la soglia dei 16,5 kW in alcuni mesi.

Il successivo art. 24, in merito all'applicazione degli oneri di trasmissione e distribuzione e degli oneri generali di sistema con riferimento alle RIU, ai SEU e ai SEESEU, prevede che, nel caso dei suddetti SEU, SEESEU e RIU, le componenti variabili siano applicate all'energia

elettrica prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 100% del loro valore unitario e all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 5% del loro valore unitario totale. Considerato che, nel caso di sistemi che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, la quota del 5% potrebbe essere modificata a partire dal 2016, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di prevedere i criteri secondo cui verrà aggiornata la quota di applicazione degli oneri generali di sistema, al fine di garantire sicurezza e stabilità per gli investitori, eventualmente anche valutando l'opportunità di prevedere, per i sistemi non ancora in esercizio, una quota fin da subito più elevata rispetto a quella definita per i SEU già in esercizio. Il regolatore ha consigliato di estendere a regime quanto previsto dal decreto per il transitorio 2015, ossia una maggiorazione delle parti fisse dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema, di effetto stimato equivalente a quanto previsto dal decreto legge. La misurazione effettiva dell'energia autoconsumata è troppo complessa e richiederebbe «una completa innovazione dei flussi informativi del sistema elettrico». Il tutto nell'attesa di un'auspicata «ampia revisione» del meccanismo degli oneri.

Con riferimento alle modalità di copertura degli oneri sostenuti dal GSE, individuate dall'art. 25, l'Autorità ritiene che sia preferibile specificare che la definizione dei corrispettivi, da approvare con decreto del Ministro dello sviluppo economico previa proposta del GSE, e la compensazione eventualmente disposta dall'Autorità, dovrebbero essere riconosciute solo se ancorate a criteri di efficienza. Riguardo l'art. 26, che prevede per gli impianti fotovoltaici specificatamente di potenza superiore a 200 kW, a decorrere dall'1 gennaio 2015, l'estensione del periodo incentivante da 20 a 24 anni a fronte di una rimodulazione del valore unitario dell'incentivo di entità dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo, l'Autorità accoglie con favore la disposizione relativa all'erogazione degli incentivi in acconto, che consentirebbe una stabilizzazione dal punto di vista sia dei produttori, sia del sistema elettrico, pur sottolineando la necessità che siano utilizzati dati di misura effettivi, al fine di aggiornare la producibilità e di erogare i conguagli.

L'Autorità, inoltre, condivide e ritiene effettivamente perseguibile nel medio termine l'obiettivo di una riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse, come previsto dall'art. 28; ma tale obiettivo, a parere dell'Autorità, richiede un intervento più incisivo, mirato a un trattamento omogeneo di tutte le realtà isolate minori, che preveda meccanismi di regolazione inducenti il recupero di efficienza e, di conseguenza, riducenti l'onere sostenuto dal

sistema per garantire il servizio elettrico in tali isole. Detta riforma, da applicare a tutte le isole non interconnesse, sia a quelle ammesse al regime di integrazione tariffaria previsto dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (c.d. "imprese elettriche minori"), sia a quelle per le quali la sostenibilità economica della produzione dell'energia elettrica è garantita dall'essenzialità degli impianti in ragione della assenza di interconnessione con il sistema elettrico nazionale, deve anche incentivare la progressiva copertura del fabbisogno tramite fonti rinnovabili e l'efficienza energetica da parte dei gestori del servizio elettrico. Inoltre, ai fini di una completa riforma della materia nel medio termine, l'Autorità propone che venga dato mandato al Governo di richiedere alla Commissione europea l'ammissione alle deroghe, di cui all'art. 44 della direttiva 2009/72/CE, per tutti i microsistemi isolani non interconnessi; ciò al fine di consentire la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate in regime di regolazione completa del servizio anche per le fasi di produzione e vendita.

L'Autorità ritiene inoltre prioritario che, a valle di approfondite analisi costi/benefici, il gestore del sistema di trasmissione (Terna) valuti la fattibilità e la convenienza economica a procedere all'interconnessione di tali reti alla RTN per promuovere la coesione elettrica del Paese e, in caso positivo, proceda a inserire tali sviluppi nel proprio piano decennale. L'art. 29 del decreto introduce un intervento, condiviso dall'Autorità, di contenimento dell'onere gravante sulle bollette elettriche per finanziare il regime tariffario speciale a favore dei trasporti ferroviari, che incide complessivamente per circa 350 milioni all'anno. L'articolo in esame prevede, dunque, una riduzione di 120 milioni di euro.

Sul punto, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che la norma precisi la sua decorrenza e i suoi effetti sulle componenti compensative di competenza dell'anno 2014.

Infine, in merito alle misure di semplificazione amministrativa a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30) e, in particolare, al modello unico da introdurre per la comunicazione relativa alla realizzazione, alla connessione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità ha ritenuto che tale modello non consenta di garantire l'auspicata semplificazione amministrativa, perché non comporterebbe l'unificazione delle attività in capo ai diversi soggetti coinvolti (Comuni, gestori di rete e GSE). Il modello unico potrebbe comportare effettive semplificazioni solo se fosse indirizzato a un soggetto unico, che svolgerebbe un ruolo di intermediazione tra

i produttori e i medesimi tre soggetti; tale ruolo attualmente non è previsto dalla regolazione e comunque, anche se fosse previsto, comporterebbe maggiori costi per la collettività.

Durante l'audizione l'Autorità ha poi illustrato le possibili ulteriori misure che mirano a eliminare oneri impropri attualmente gravanti sui consumatori elettrici, per consentire un'effettiva riduzione della spesa elettrica per i soggetti individuati dal decreto legge, estendibile anche alle famiglie. In primo luogo, come peraltro già segnalato in precedenti occasioni, l'Autorità ha proposto di prevedere che gli oneri generali non siano soggetti all'applicazione dell'IVA, consentendo così una immediata e generalizzata riduzione del prezzo finale dell'energia elettrica e ponendo fine a una doppia imposizione fiscale che penalizza le attività economiche sottostanti. In secondo luogo, il regolatore ha ricordato anche come le disposizioni previste dalla legge 10 giugno 2004, n. 11, e dalla legge n. 266/05 comportino sulla bolletta elettrica dei clienti finali del servizio elettrico un aggravio annuo pari a 135 milioni di euro, importo che le medesime norme prevedono venga versato a favore del Bilancio dello Stato. A tale riguardo, l'Autorità ha sottolineato come il permanere di forme indirette e occulte di sovra-tassazione dell'energia elettrica sia in palese contrasto con l'obiettivo di ridurre il costo sopportato dai clienti finali per la fornitura del servizio elettrico, a danno della competitività del Paese.

Conversione in legge del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, recante Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive

Nell'audizione del 29 settembre 2014 presso la Commissione ambiente, territori, lavori pubblici della Camera dei deputati, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 133/14, recante *Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive* (c.d. "Sblocca Italia").

Nella memoria del 25 settembre 2014, 467/2014/I, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità si è soffermata sulle sole disposizioni del decreto legge attinenti alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto negli articoli

relativi alla gestione delle risorse idriche (art. 7) e alle misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale (art. 37).

Le disposizioni contenute all'art. 7 del decreto in esame incidono su numerosi e rilevanti aspetti di interesse per l'Autorità nel settore idrico, in relazione ai profili della *governance* e della promozione degli investimenti.

L'Autorità condivide i principi generali sottesi alla normativa in questione, che induce e favorisce processi di aggregazione dei servizi sia relativamente all'affidamento del servizio – per quanto riguarda l'assetto dei soggetti competenti all'affidamento del servizio e i correlati ambiti territoriali –, sia con riferimento ai soggetti gestori, oltre a permettere di conseguire più elevati standard di qualità dei servizi, tramite l'ulteriore promozione degli investimenti infrastrutturali rispetto a quella già significativa indotta dalla regolazione, ma segnala alcune criticità. Tra queste, *in primis*, la previsione dell'art. 7 relativa alla possibilità di ricorrere al subaffidamento del servizio, previa approvazione espressa da parte dell'ente di governo d'ambito. Tale previsione non appare del tutto coerente con il principio dell'unicità della gestione, sancito, peraltro, dallo stesso art. 7, per cui l'Autorità sottolinea l'opportunità di valutare la soppressione di tale previsione o, in subordine, di introdurre requisiti verificabili dall'ente di governo d'ambito che limitino la possibilità di ricorrere al subaffidamento del servizio, comunque ammettendo detta facoltà soltanto fino alla scadenza prevista per l'avvio della gestione unica del servizio. Inoltre, in relazione alla previsione dell'art. 7 che stabilisce che le convenzioni tipo approvate dall'Autorità devono disciplinare in particolare «*gli strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione*», oltre all'obbligo del suo raggiungimento, il regolatore ha inteso soffermarsi sulla necessità di responsabilizzare di più i gestori sull'equilibrio economico-finanziario, per non far incrementare le tariffe senza una pari garanzia di efficienza del servizio. Infatti, una regolazione economica ottimale non dovrebbe prevedere strumenti volti ad assicurare l'equilibrio economico-finanziario anche in presenza di una gestione inefficiente, bensì meccanismi volti a stimolare l'efficienza e ad assicurare la redditività dell'attività economica per i soli soggetti gestori in grado di erogare il servizio a costi efficienti, evitando così sia il trasferimento sugli utenti di costi anche non efficienti, sia l'eliminazione di ogni rischio di impresa per il gestore del servizio idrico. L'Autorità, dunque, ha proposto di valutare la modifica di detta disposizione, riconducendo l'equilibrio economico-finanziario alla responsabilità,

posta in capo ai gestori ed estranea alla regolazione, di esercire i servizi secondo criteri di efficienza.

L'Autorità ha, altresì, evidenziato l'opportunità di eliminare o di limitare la deroga rispetto alla scadenza del 13 settembre 2015 per la definizione del Piano d'ambito, per la scelta della forma di gestione e per l'avvio della procedura di affidamento. Tale deroga, infatti, riferita ai casi in cui i gestori attualmente presenti, diversi dall'affidatario di ambito, esercitano il servizio «*in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege*», potrebbe vanificare in parte i positivi effetti del nuovo art. 172 del decreto legislativo n. 152/06, atteso che la quasi totalità delle gestioni diverse dalle società affidatarie d'ambito oggi presenti eroga il servizio «*in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege*». La deroga finirebbe, quindi, per intercettare la gran parte delle gestioni verso cui la norma principale – che disciplina il subentro del gestore affidatario per l'ambito al fine di assicurare l'unicità della gestione – è rivolta.

Con riferimento alle modifiche apportate dal decreto legge in esame all'art. 151 del decreto legislativo n. 152/06 che, recependo un orientamento giurisprudenziale già formatosi in relazione ai poteri dell'Autorità, si riferiscono al potere di incidere sulle convenzioni in corso, l'Autorità ha proposto di inserire esplicitamente il riferimento puntuale alle norme che già attribuiscono all'Autorità tale potere. Infine, con riguardo ai meccanismi finalizzati a superare l'eventuale inerzia da parte degli enti chiamati a procedere all'affidamento in base alla nuova disciplina legislativa, l'Autorità ha sottolineato come l'attribuzione alla medesima del compito di segnalazione al Governo degli eventuali casi di inerzia dei Presidenti delle Regioni, non appare del tutto coerente con la natura del regolatore quale amministrazione indipendente e neutrale.

In relazione agli investimenti, estremamente necessari per il settore considerato, l'Autorità ha ricordato la particolare rilevanza della regolazione innovativa e asimmetrica, specificando tuttavia la necessità di affiancare a tale regolazione ulteriori strumenti di finanziamento delle opere.

In tal senso, l'Autorità ha valutato positivamente la previsione dello specifico Fondo finalizzato alla promozione degli investimenti nel settore idrico, sottolineando però l'opportunità di valutare la sostituzione del Fondo come definito dall'art. 6 del decreto legge cui si riferisce l'audizione, con il Fondo di garanzia delle opere idriche, individuato dall'art. 24 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"), da cui differisce sia per modalità di gestione, sia per fonti di finanziamento. A parere dell'Autorità, il Fondo previsto dal disegno di legge c.d. "collegato ambientale" si configura come l'avvio di una soluzione a regime per l'ulteriore rilancio degli investimenti nel settore.

In relazione alle misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale, previste dall'art. 37 del decreto legge n. 133/14 (c.d. "Sblocca Italia"), convertito dalla legge n. 164/14, l'Autorità ritiene che, in relazione alla sicurezza del sistema, l'individuazione della dotazione infrastrutturale necessaria, con particolare riferimento ai possibili rischi connessi alle tensioni politiche internazionali, richieda una valutazione specifica del Governo, che tenga conto di un corretto equilibrio tra i costi associati allo sviluppo delle suddette infrastrutture e la relativa capacità incrementale per il sistema gas, anche per non incidere eccessivamente sui consumatori. Da questo punto di vista l'Autorità ha riconosciuto l'importanza non solo dell'applicazione selettiva degli incentivi da destinare agli sviluppi di nuovo stoccaggio con prestazioni di punta di erogazione particolarmente "performanti", ma anche dell'attuazione di «*meccanismi di verifica ex post delle performance, al fine di responsabilizzare gli operatori su basi contrattuali e di corresponsabilità*».

Disegno di legge recante Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali

Nell'audizione del 16 dicembre 2014 presso la Commissione territorio, ambiente, beni ambientali del Senato, l'Autorità si è soffermata sulle disposizioni 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*, con particolare riferimento ai SEU e alle risorse idriche, agli accordi di programma per l'attuazione del principio "chi inquina paga" (art. 39), al Fondo di garanzia delle opere idriche (art. 42), alla tariffa sociale del servizio idrico integrato (art. 44), alla regolazione del SII e delle regioni a statuto speciale (art. 46) e al trattamento delle acque reflue di vegetazione (art. 48).

In sintesi, l'art. 8 del decreto rimuove la soglia della potenza nominale dei SEU, come definita dal decreto legislativo n. 115/08 e s.m.i., pari a 20 MW, estendendo la platea dei soggetti per i quali trovano applicazione le esenzioni parziali dall'applicazione degli oneri generali di sistema. Tale estensione, a parità di gettito necessario per la

copertura degli oneri generali di sistema, comporta un aggravio significativo di spesa per tutti gli altri clienti finali del settore elettrico. Con la memoria in esame, l'Autorità ha sottolineato, pertanto, la non sostenibilità della previsione dell'art. 8 citato, suggerendone la soppressione in considerazione del fatto che l'attuale soglia, posta pari a 20 MW, appare già ampiamente sufficiente per comprendere i sistemi efficienti realizzati presso l'utenza diffusa.

L'art. 39, comma 7, del provvedimento in esame reca una modifica all'art. 119 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo che il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e le Regioni, mediante la stipula di accordi di programma, possano determinare la quota parte delle entrate dei canoni derivanti dalle concessioni del demanio idrico, nonché le maggiori entrate derivanti dall'applicazione del principio "chi inquina paga" da destinare al finanziamento di talune funzioni attribuite alle Autorità di bacino. L'Autorità ha evidenziato i rischi di detta previsione sotto il profilo dell'attuazione del principio "chi inquina paga": da una parte, l'eventuale elusione della regolazione economica relativa alla determinazione di tale principio, giacché l'attuazione di tale principio verrebbe di fatto rimessa a decisioni assunte su base negoziale discrezionale, senza un coordinamento con i limiti e le valutazioni tecniche richieste dal diritto comunitario e in parte sviluppate anche nell'ambito della regolazione definita dall'Autorità; dall'altra parte, un possibile aumento delle tariffe degli utenti finali, prevalentemente domestici, sui quali finirebbero per gravare costi – non controllati dal regolatore nella loro efficienza, ma stabiliti per via negoziale – eventualmente generati anche da altri utilizzatori della risorsa idrica, in contrasto con il richiamato principio "chi inquina paga".

Con riferimento al Fondo di garanzia delle opere idriche, previsto dall'art. 42, l'Autorità si è espressa a favore del Fondo stabilito dal disegno di legge in trattazione, ritenendolo preferibile al Fondo destinato al finanziamento degli interventi relativi alle risorse idriche, delineato al comma 6 dell'art. 7 del decreto legge n. 133/14 – c.d. "Sblocca Italia". Tuttavia, l'Autorità precisa come, in relazione al Fondo previsto dall'art. 42 in esame, appaia opportuno eliminare il richiamo, contenuto al termine del comma 1, al finanziamento degli «*interventi connessi alla tutela della risorsa idrica dal punto di vista idrogeologico*», al fine di evitare che, tramite il Fondo, con le tariffe del SII finiscano indirettamente per essere finanziate anche opere non pertinenti al servizio reso agli utenti finali.

Inoltre, l'Autorità è intervenuta anche in materia di tariffa sociale così come prevista dall'art. 44, accogliendo con estremo favore le

attribuzioni previste in tal senso, ma sottolineando un elemento di potenziale criticità della norma nella parte in cui essa subordina la definizione delle condizioni agevolate, da assicurare agli utenti in condizioni disagiate da parte dell'Autorità, al parere degli enti d'ambito nelle loro forme rappresentative.

Infine, con riferimento all'art. 48, che prevede l'assimilazione alle acque reflue domestiche, ai fini dello scarico in pubblica fognatura, delle acque reflue di vegetazione dei frantoi oleari, l'Autorità ha evidenziato la criticità di tale disposizione – atteso che detta tipologia di refluo si caratterizza per un elevato carico inquinante connesso alla alta concentrazione di alcune sostanze quali polifenoli totali, grassi e fosforo, oltre a non trascurabili concentrazioni di metalli – che determina la necessità di elevate o onerose attività depurative. Tale previsione appare, dunque, contraddittoria e discriminatoria rispetto all'implementazione del principio comunitario "chi inquina paga". L'eventuale misura finirebbe, infatti, per produrre effetti discriminatori verso altre attività industriali, con reflui meno inquinanti e che figurano nel novero di quelli non assimilabili.

Indagine conoscitiva dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni concernente i servizi di comunicazione machine-to-machine (M2M)

L'Autorità ha fornito un contributo all'Indagine conoscitiva avviata dall'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni sulle complesse tematiche delle comunicazioni *machine-to-machine* (M2M), al fine di favorire lo sviluppo delle applicazioni c.d. *smart* (lettura, automazione, controllo, sicurezza ecc.) dei settori energetici e del settore idrico.

Per l'Autorità risulta rilevante:

- assicurare la necessaria interoperabilità (tra apparati di costruttori diversi, tra sistemi basati su tecnologie diverse, tra piattaforme di raccolta dati e gestione ecc.) e la facile sostituibilità di servizi offerti da operatori diversi o con tecnologie diverse, in settori ormai ampiamente liberalizzati e soggetti a dinamiche concorrenziali;

- orientare la regolazione in modo da favorire uno sviluppo delle applicazioni *smart* tale da minimizzare i costi che ricadono sui sistemi regolati e in ultima analisi sui clienti finali, inclusi in particolare i costi dei servizi di comunicazione;
- evitare che la diffusione (anche stimolata dal regolatore) delle applicazioni M2M nei settori dell'energia e delle risorse idriche possa costituire un ostacolo verso lo sviluppo di soluzioni multiservizio e multisettore, come per esempio le *smart city* basate su infrastrutture di comunicazione condivise.

L'Autorità ha, dunque, osservato:

- la necessità di concentrare l'attenzione sulle applicazioni verticali, mantenendo un quadro quanto più ampio possibile sulla definizione della categoria generale delle comunicazioni M2M. In quest'ottica, le applicazioni che ricadono nei settori di competenza dell'Autorità rappresentano dei casi di analisi molto rilevanti per diffusione e importanza strategica;
- l'esigenza di favorire la diffusione di servizi M2M per le *smart grids* mediante la definizione di un ristretto insieme di servizi standard *no frills* essenziali, in grado di soddisfare una larga maggioranza di scenari pratici e ai quali i distributori elettrici possano avere facilmente accesso possibilmente come servizi *business* di mercato libero ma, se necessario, anche come servizi all'ingrosso da completare con le indispensabili strutture di gestione;
- l'opportunità di analizzare lo sviluppo delle infrastrutture *smart city* e multiservizio, valutando eventuali azioni regolatorie che possano evitare ostacoli alla diffusione di servizi dovuti al rischio di mancato coordinamento tra operatori sugli stessi canali di comunicazione (in particolare per lo spettro a 169 MHz);
- la possibilità di allargare l'ambito di interesse a servizi M2M per il *metering* elettrico, includendo anche le linee elettriche in bassa tensione con trasmissione dati PLC, allo scopo di analizzare le problematiche relative all'accesso e alla condivisione dei dati disponibili sul contatore per lo sviluppo di applicazioni di gestione dell'energia da parte di soggetti diversi dal distributore.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità, nell'esercizio delle proprie funzioni istituzionali, interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, anche al fine di diffondere la conoscenza della materia oggetto della regolazione e di raccogliere i dati utili alle analisi statistiche.

Nell'ambito dei rapporti con le altre Autorità indipendenti, con l'obiettivo di dare attuazione alle disposizioni contenute nell'art. 22 del decreto legge n. 90/14, convertito, con modifiche, dalla legge n. 114/14, recante *Razionalizzazione delle Autorità indipendenti*, l'Autorità ha sottoscritto tre apposite convenzioni.

Con riferimento al comma 7 del citato articolo, nel dicembre 2014 è stata stipulata con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni e con il Garante per la protezione dei dati personali una prima convenzione sulla gestione unitaria dei servizi strumentali attinenti agli affari generali, agli acquisti e agli appalti, nonché all'amministrazione del personale. Una successiva convenzione è stata sottoscritta con l'Autorità per la garanzia nelle comunicazioni, in merito alla gestione del servizio denominato "servizi finanziari e contabili".

In merito al comma 4 della medesima disposizione, nel marzo 2015 l'Autorità ha sottoscritto un'apposita convenzione con tutte le altre Autorità amministrative citate dalla norma, per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Inoltre, nel corso dell'intero 2014 si sono approfonditi i rapporti con l'Agenzia del demanio e con gli enti territoriali (Comune di Milano, Città metropolitana, Regione Lombardia), al fine di dare attuazione al comma 9 del menzionato art. 22, con l'obiettivo di procedere all'individuazione, nella città di Milano, di un immobile di proprietà pubblica da destinare a sede principale dell'Autorità.

L'Autorità ha, infine, sottoscritto due nuovi Protocolli d'intesa, uno con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'altro con l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni, finalizzati alla gestione efficace delle attività interistituzionali.

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Con l'obiettivo di rafforzare la tutela dei consumatori, con particolare riferimento alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati¹⁹, nell'ottobre 2014 questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato hanno siglato un Protocollo d'intesa a integrazione del precedente Protocollo quadro del 2012.

Questo Protocollo integrativo è teso ad assicurare un efficace coordinamento tra i due organismi, al fine di una puntuale e concreta attuazione delle recenti novità legislative introdotte, nel Codice del consumo, dal decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, che ha recepito la direttiva 2011/83/UE.

La cooperazione fra le due Autorità si realizza attraverso la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, dei casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni delle disposizioni nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici.

L'intesa prevede anche ulteriori azioni quali l'istituzione di un gruppo di lavoro permanente per sovrintendere e monitorare l'attuazione del Protocollo stesso; lo scambio di documenti, dati e informazioni sui procedimenti avviati; interventi congiunti per le casistiche che richiedono una specifica attenzione; la fissazione di precisi termini di 30 e di 45 giorni (nel caso di presentazione di impegni che possono sostituire le sanzioni) per il parere previsto nella procedura in questione.

Altre forme di collaborazione si realizzeranno sia con la comunicazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, da parte di questa stessa Autorità, dell'esito negativo dei tentativi di conciliazione delle controversie tra imprese e consumatori, sia con la relativa trasmissione del fascicolo per le valutazioni di competenza, in caso di contratti afferenti ai settori dell'elettricità e del gas conclusi in violazione delle disposizioni del Codice di condotta commerciale.

¹⁹ Le pratiche commerciali scorrette sono definite al Capo II del Titolo III della Parte II del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206; per queste, la competenza sanzionatoria spetta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ai sensi dell'art. 27 dello stesso decreto.

Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni

Nel febbraio 2015, l'Autorità e l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni hanno sottoscritto un Protocollo d'intesa per rafforzare la collaborazione reciproca in materia di tutela dei consumatori nei settori regolati.

Il Protocollo prevede di intensificare la cooperazione interistituzionale tra queste due amministrazioni, coordinando e sviluppando gli interventi nei confronti degli operatori, per consolidarne l'efficacia, l'efficienza e la coerenza complessiva. Particolare attenzione sarà posta allo scambio delle informazioni, alle reciproche segnalazioni di violazioni delle norme da parte degli operatori vigilati e alla vigilanza congiunta sulle offerte commerciali che abbinano forniture di servizi energetici o idrici a prodotti assicurativi.

Per promuovere l'attuazione del predetto Protocollo d'intesa e garantire i più ampi livelli di tutela dei consumatori, è stata decisa la costituzione di un gruppo di lavoro permanente.

Come prima iniziativa è stata inviata una lettera di richiesta di informazioni²⁰, a firma congiunta da parte delle tre Autorità interessate (questa Autorità, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni), a un selezionato cluster di imprese che commercializzano offerte di polizze assicurative in abbinamento ai servizi di erogazione di energia elettrica, gas e acqua. L'obiettivo principale è quello di contattare le imprese in modo ampio, simultaneo e coordinato, ed evitare, quindi, la proliferazione di richieste agli operatori simili tra loro e ravvicinate nel tempo, da parte di ciascuna delle tre Autorità coinvolte.

Guardia di Finanza

Anche nell'anno 2014 l'Autorità ha rafforzato la propria attività di controllo e di ispezione verso gli operatori, gli impianti, i processi e i servizi dei settori elettrico, gas e idrico, avvalendosi, tra gli altri, della collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005. Detta collaborazione ha riguardato, in particolare, le attività inerenti alla vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Hood Tax*).

Per un'illustrazione dettagliata dell'attività svolta, si rimanda al Capitolo 6.

Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico, ente di diritto pubblico non economico, che esercita 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.

Ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la Cassa conguaglio per il settore elettrico esercita le attività funzionali agli interessi generali perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09, in particolare gestendo i conti amministrati, in base alla normativa stabilita dall'Autorità.

Altre istituzioni

Anche nel 2014 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. 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 e dell'efficienza energetica e degli accumuli. Tale cooperazione è disciplinata nel Protocollo d'intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A;
- con il Comitato italiano gas (CIG). La proficua cooperazione è stata rinnovata con il Protocollo d'intesa approvato con la delibera 30 aprile 2014, 197/2014/A. Il nuovo Protocollo elenca i possibili temi di collaborazione tra l'Autorità e il CIG, in materia di qualità del servizio, connessioni alle reti di trasporto e

²⁰ L'indagine svolta dall'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni *Sei assicurato e forse non lo sai*, pubblicata a luglio 2014, ha fatto emergere profili sensibili per la tutela del consumatore che riguardano, in particolare, la conoscibilità delle coperture assicurative e la loro azionabilità in caso di sinistro, le modalità di adesione e di recesso, i costi delle garanzie, il design dei prodotti assicurativi e la loro comprensibilità da parte dell'utente.

distribuzione del gas naturale, sicurezza e prevenzione, efficienza energetica, *metering*, *meter reading* e *data processing*, attività di formazione e informazione;

- con il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), tramite un apposito Protocollo di intesa attivato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09. Sono tuttora in corso attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie;
- con l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), tramite una convenzione da ultimo integrata con la delibera 503/2013/A, grazie alla quale si è provveduto ad aggiornare e a mantenere le funzionalità di SGATe, che 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 l'avvio di 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 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.

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

settoriale

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

In attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono, in continuità con quanto già introdotto dalle precedenti direttive in merito al mercato interno dell'elettricità e del gas, specifici obblighi di separazione e di trasparenza della contabilità per gli operatori, nel corso del 2014 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di revisione e di semplificazione della normativa che disciplina la separazione contabile, la separazione funzionale e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto, prevedendo procedimenti e norme comuni per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, con la delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, attinente alla revisione sia delle disposizioni in materia di separazione contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, sia dei relativi obblighi di comunicazione, approvando l'allegato *Testo integrato di unbundling contabile* (TIUC). Il nuovo TIUC, che sostituisce la previgente regolazione in materia, contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- lo studio e la definizione delle regole per la quantificazione dei costi ambientali e della risorsa, necessarie per incentivare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica;
- la razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, prevedendo l'esonero dalla predisposizione e dall'invio delle suddette informazioni alle imprese di minori

dimensioni, a quelle che non operano nelle attività oggetto di regolazione tariffaria e alle imprese estere. Inoltre, è previsto l'esonero dalla predisposizione e dall'invio dei conti annuali separati anche per le imprese che operano esclusivamente nel settore della distribuzione e della vendita di altri gas a mezzo rete;

- l'avvio di un tavolo tecnico con gli operatori per la redazione di un manuale di contabilità regolatoria finalizzato a fornire specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati;
- la revisione di una serie di disposizioni di natura tecnica in materia di separazione contabile, finalizzate a rendere più trasparente e omogeneo il processo di redazione dei conti annuali separati da parte delle imprese;
- la decorrenza delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile per i settori elettrico e del gas già a partire dall'esercizio 2014, anno base per le future determinazioni tariffarie da parte dell'Autorità. Il nuovo TIUC ha dettato alcune deroghe ai principi di separazione contabile per quelle attività che hanno subito una significativa variazione di perimetro, quali la vendita ai clienti finali dell'energia elettrica e del gas;
- la decorrenza delle disposizioni di razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, già a partire dai dati afferenti l'esercizio 2013.

Sempre con riferimento al tema della separazione funzionale, con il documento per la consultazione 17 luglio 2014, 346/2014/R/com,

L'Autorità ha illustrato i propri indirizzi sulla riforma degli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas, oggi disciplinati dalla delibera n. 11/07. Nel documento, tra le altre cose, l'Autorità ha prospettato di:

- modificare la definizione di impresa verticalmente integrata operante nei settori dell'energia elettrica e del gas, alla luce sia della definizione contenuta nelle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, sia dell'esigenza di affinare l'ambito dell'impresa verticalmente integrata facendo riferimento a un'interpretazione estensiva basata sulla nozione di gruppo societario di cui al suddetto decreto, comprensiva pure del caso di controllo esercitato da una persona fisica e da un ente pubblico, anche non economico;
 - raccordare le 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 di separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, prevedendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità sostituiscono in maniera definitiva gli altri obblighi di separazione funzionale;
 - mantenere gli specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, per le imprese di trasporto regionale del gas
- esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, mutuandoli da quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
 - integrare gli obblighi di separazione funzionale a carico sia dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati, sia dei 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;
 - rivedere gli 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;
 - introdurre specifici obblighi relativamente 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 forma societaria – stabilendo i criteri di dettaglio per una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela;
 - rivedere gli obblighi posti a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione, sia nel settore dell'energia elettrica, sia nel settore del gas naturale, in materia di riservatezza del trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione e di trasporto

Con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com, l'Autorità ha avviato la procedura per la ricertificazione di Terna, quale gestore del sistema di trasmissione elettrica, e di Snam Rete Gas, quale gestore del sistema di trasporto del gas naturale ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché del decreto legislativo n. 93/11. Le due società, già certificate secondo il modello di

separazione proprietaria previsto dalle citate direttive europee, sono state nuovamente sottoposte al procedimento di certificazione, a causa della modifica dell'assetto proprietario delle stesse, dovuta alla cessione, da parte della Cassa depositi e prestiti, di una quota rilevante del capitale sociale della medesima Cassa, controllante diretta dei due gestori, a investitori istituzionali italiani ed

esteri. Il procedimento è teso alla valutazione della sussistenza dei requisiti già considerati dall'Autorità per l'adozione delle precedenti certificazioni, con particolare riguardo all'esistenza, in capo agli

azionisti rilevanti, di diritti in imprese di produzione o di fornitura di energia elettrica o gas naturale, come definiti dall'art. 9 delle menzionate direttive.

Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

Revisione delle regole per il dispacciamento

Nel corso del 2014 è proseguita l'azione dell'Autorità tesa a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito, si collocano i seguenti provvedimenti:

- la delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel, che ha dato attuazione alla disposizione di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, in materia di disciplina degli sbilanciamenti;
- il documento per la consultazione 7 agosto 2014, 430/2014/R/eel, che ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in merito alla modifica dei criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC), e la conseguente delibera 9 ottobre 2014, 487/2014/R/eel;
- la delibera 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la modifica delle tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del Mercato del giorno prima (MGP) italiano con quello dei Paesi confinanti.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

L'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, ha previsto che: *«In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità procede entro 60 giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna»*. La disciplina degli sbilanciamenti effettivi, come definita dall'Autorità, in vigore fino all'attuazione della disposizione del summenzionato decreto legge, prevedeva, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, la suddivisione della rete rilevante nelle seguenti quattro macrozone:

- la macrozona A, che coincide con la zona Nord (o macrozona Nord);
- la macrozona B, che coincide con l'aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo (o macrozona Sicilia);
- la macrozona C, che coincide con la zona Sardegna (o macrozona Sardegna);
- la macrozona D, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere (o macrozona Sud).

Poiché le macrozone Sardegna e Sicilia sono interconnesse solo con la macrozona Sud, l'Autorità, per dare attuazione al dettato

normativo, con la delibera 525/2014/R/eel ha individuato due macrozone di bilanciamento:

- la macrozona Nord, che coincide con la zona Nord;
- la macrozona Sud, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nella macrozona Nord.

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

Con la delibera 487/2014/R/eel, l'Autorità è intervenuta sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCC.

Già nel documento per la consultazione 430/2014/R/eel, l'Autorità aveva proposto la modifica di tali criteri, offrendo la possibilità agli operatori di mercato di aggirare le limitazioni previste dalla disciplina vigente attraverso una revisione *ad hoc* della rispettiva struttura societaria.

In particolare, nel documento 430/2014/R/eel l'Autorità aveva esposto l'opportunità di attenuare le limitazioni alle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore, eliminando il parametro α (relativo al valore della distribuzione percentuale nelle diverse zone della quantità di energia elettrica in prelievo) dal meccanismo di calcolo della quantità massima complessiva di CCC assegnabili al singolo operatore nelle aste annuali.

Tale proposta non ha avuto seguito, poiché le osservazioni pervenute dalla quasi totalità degli operatori hanno evidenziato potenziali criticità derivanti dall'eliminazione del suddetto parametro, tra cui:

- il rischio che gli operatori di maggiori dimensioni risultino in grado di esercitare il proprio potere di mercato, con una conseguente maggiore difficoltà per gli operatori di minori dimensioni di coprirsi in modo adeguato;
- la possibilità che tale eliminazione possa comportare un incremento della domanda di CCC nelle aste annuali, con una conseguente maggiore onerosità e complessità, per gli operatori, nel mettere in atto adeguate strategie di copertura.

In considerazione di ciò, la delibera 487/2014/R/eel prevede che l'assegnazione annuale dei CCC sia effettuata conservando il meccanismo di calcolo della quantità massima complessivamente assegnabile al singolo operatore di mercato in vigore.

Per risolvere le criticità legate alla possibile elusione delle limitazioni previste dalla disciplina vigente, l'Autorità e Terna procederanno a compiere i necessari approfondimenti finalizzati a verificare la possibilità di utilizzare, a partire dal prossimo anno, il registro istituito ai sensi del REMIT per definire la quantità massima di CCC complessivamente assegnabile al singolo operatore, sulla base della distribuzione della capacità produttiva ottenuta aggregando tutti gli impianti afferenti a operatori appartenenti allo stesso gruppo societario.

La delibera 487/2014/R/eel ha, altresì, previsto l'introduzione delle seguenti modifiche alla disciplina vigente:

- l'armonizzazione del profilo dei CCC di tipo *peak load* con il profilo *peak load* di normale utilizzo nei mercati a termine dell'energia;
- l'aggiornamento delle modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'inclusione nella zona adiacente della capacità produttiva localizzata nei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo ai fini dell'applicazione delle limitazioni previste nelle aste annuali;
- la pubblicazione dei limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e di tutte le offerte presentate dagli operatori nell'ultimo round delle procedure concorsuali mensili e annuali.

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Al fine di implementare il *Target Model* definito a livello europeo per l'MGP, che prevede l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è stato necessario armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione dell'MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti. Per quanto concerne le tempistiche, è emersa la necessità di posticipare la chiusura dell'MGP (*gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, di riorganizzare in modo contestuale le tempistiche di svolgimento delle sessioni del Mercato infragiornaliero (MI) e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Alla luce di quanto sopra, il Gestore dei mercati energetici (GME) e Terna hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati una proposta di modifica delle tempistiche dei Mercati a pronti, con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutte le frontiere con i Paesi membri dell'Unione europea entro la fine del 2014. In particolare:

- il GME, con il documento n. 1/2014, ha avviato un'apposita consultazione, finalizzata alla revisione della disposizione tecnica di funzionamento dei Mercati a pronti (DTF MPE), sulla tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD;
- Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di rete, afferente al Capitolo 4, recante le regole per il dispacciamento, e all'Allegato A22, relativo alla procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione dell'MSD.
- introdotto un'ultima innovazione alla disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità;
- approvato lo schema di regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità nel triennio 2015–2017 (regolamento) e lo schema di contratto standard per l'erogazione dei medesimi servizi (contratto standard).

La disciplina finale stabilisce le modalità e i criteri per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dall'1 gennaio 2015 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

Oltre alla modifica delle tempistiche dei mercati, la proposta di GME e Terna prevede l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di cinque sessioni di MI, di cui tre infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di quattro sottofasi di MSD, di cui tre infragiornaliere).

Con la delibera 265/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati.¹

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Con la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel, l'Autorità:

- ha emanato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (servizi di interrompibilità), a decorrere dall'1 gennaio 2015;
- ha prorogato fino al 31 dicembre 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 24 giugno 2014;
- ha previsto lo svolgimento di aste mensili per i mesi di luglio, agosto, settembre, ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2014.

Con la delibera 13 novembre 2014, 566/2014/R/eel, l'Autorità ha successivamente integrato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità, tenendo conto degli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico.

Con la delibera 20 novembre 2014, 578/2014/R/eel, l'Autorità ha:

- il 75% della quantità massima dei servizi di interrompibilità definita dal Ministero dello sviluppo economico è approvvigionato tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 36 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna. Se l'offerta aggregata supera il 100% della quantità massima definita dal ministero, si procede ad approvvigionare l'intera quantità massima con asta pluriennale;
- il 25% della quantità massima dei servizi di interrompibilità, definita dal ministero, è eventualmente approvvigionata tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 12 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta pluriennale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto c), tramite le aste annuali di cui alla lettera b), e le aste infrannuali di cui alla lettera f);
- la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta annuale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali,

¹ A differenza di quanto previsto dalla procedura di aggiornamento del Codice di rete, le DTF predisposte e aggiornate dal GME non sono soggette alla verifica di conformità da parte dell'Autorità, che può, comunque, formulare le proprie osservazioni.

organizzate nei mesi da gennaio a novembre (11 aste infrannuali) per prodotti di durata pari ai rimanenti $12-n$ mesi dell'anno di svolgimento dell'asta (ove n è il mese di svolgimento dell'asta) e profilati secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;

- la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite aste infrannuali, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto g), tramite le rimanenti aste infrannuali di cui al punto f);
- l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato dalla stessa, il maggior valore fra:
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile nell'asta (annuale o infrannuale) in cui tale MW è stato riassegnato;
- la facoltà di riacquistare temporaneamente, ossia per un periodo pari a un mese, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà e che la medesima facoltà non sia già stata esercitata consecutivamente per un sesto dei mesi di durata del contratto o non sia già stata esercitata complessivamente per un terzo dei mesi di durata del contratto;
- l'eventuale riassegnazione parziale o integrale del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto j), tramite aste mensili;
- l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato alla stessa, il maggior valore fra:
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta mensile in cui tale MW è stato riassegnato;
- il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile pari a un dodicesimo del premio annuo netto (cioè decurtato del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e dieci interruzioni standard);

- il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile integrativo pari al prodotto fra il numero di interruzioni accertate da Terna nel mese e il corrispettivo unitario per interruzione;
- la fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità.

Determinazione delle partite fisiche ed economiche di dispacciamento

Facendo seguito alla segnalazione pervenuta da Terna in merito alla conclusione di un importante progetto di ottimizzazione dei propri sistemi informativi e in conseguenza dell'attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, con il documento per la consultazione 17 aprile 2014, 180/2014/R/eel, sono stati delineati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione delle disposizioni disciplinanti il *settlement* mensile, nonché la regolazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio.

In esito al citato documento, con la delibera 27 novembre 2014, 587/2014/R/eel, sono state apportate alcune modifiche all'Allegato A alla delibera dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (*Testo Integrato del settlement - TIS*), in relazione alle tempistiche di consolidamento del *settlement* mensile ed è stata introdotta una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna, ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio.

In merito all'esecuzione del *settlement* mensile da parte di Terna, sono superate le disposizioni transitorie previste dal TIS, con l'anticipo sia della messa a disposizione dei corrispettivi e delle partite fisiche di energia immessa e prelevata, sia della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento agli utenti del dispacciamento.

In relazione alle modalità di svolgimento delle sessioni di conguaglio (SEM), è stata invece prevista una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna nell'ambito di tali sessioni. La fase di verifica dei dati consente di rettificare, contestualmente allo svolgimento delle SEM annuali, eventuali errori (che alternativamente verrebbero corretti nella sessione di rettifiche tardive dell'anno successivo) e, conseguentemente, migliorare la qualità degli esiti delle sessioni di conguaglio. La citata delibera rivede, altresì, gli obblighi informativi funzionali all'espletamento della suddetta fase di verifica e di una eventuale rettifica dei dati.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità) – finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori) – riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che sia l'Autorità a definire i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Il Ministero dello sviluppo economico, previo parere positivo espresso dall'Autorità con il provvedimento 30 giugno 2014, 319/2014/I/eel, ha approvato lo schema di disciplina del Mercato della capacità con il decreto 30 giugno 2014. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche previste per lo sviluppo dei sistemi necessari all'avvio del nuovo mercato, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro la fine del 2015.

Con la delibera 10 marzo 2015, 95/2015/I/eel, infine, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'anticipazione della fase di piena attuazione del Mercato della capacità, con lo scopo di accelerare gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema, mediante la definizione di una fase di prima attuazione, con inizio del primo periodo di consegna a decorrere dall'1 gennaio 2017 e con esecuzione della prima asta prospettata da Terna per il 30 settembre 2015.

Integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che «*il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379*».

Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- a) la costituzione di un segmento del Mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo Mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- b) la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli

obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di *«adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico»*.

Con il documento per la consultazione 22 maggio 2014, 234/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle tematiche innanzi illustrate. Con la successiva delibera 30 giugno 2014, 320/2014/R/eel, l'Autorità ha formulato una proposta al Ministero dello sviluppo economico per l'integrazione del meccanismo transitorio, rimandando a successivi provvedimenti l'integrazione del meccanismo di regime.

Con riferimento al punto a), nel documento per la consultazione 234/2014/R/eel, l'Autorità ha proposto la costituzione di uno o più segmenti del Mercato della capacità dedicati alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna. La disciplina prevista per i nuovi segmenti del Mercato della capacità sarà disegnata sulla base dei medesimi criteri stabiliti dalla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11. L'unica eccezione di rilievo riguarderà le caratteristiche dei prodotti contrattualizzati da Terna attraverso questi nuovi segmenti e i relativi obblighi dei sottoscrittori dei contratti. In particolare, tali prodotti dovranno necessariamente riflettere i requisiti fissati da Terna per la fornitura di servizi negoziabili a pronti nell'MSD. Gli

operatori, nelle rispettive osservazioni al documento per la consultazione, hanno evidenziato l'opportunità di rispettare la seguente sequenza logica: in primo luogo, riformare l'MSD, specificando con chiarezza le caratteristiche dei servizi di flessibilità negoziabili a pronti; in secondo luogo, integrare coerentemente il meccanismo di remunerazione a regime ai fini della negoziazione a termine dei medesimi servizi. Condivisa la sequenza logica degli operatori, l'Autorità ha ritenuto coerente procedere prioritariamente con la riforma dell'MSD, delineata nel documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel, e solo successivamente all'eventuale integrazione dei criteri e delle condizioni, di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

Con riferimento al punto b), tramite la delibera 320/2014/R/eel l'Autorità ha presentato una proposta al Ministero dello sviluppo economico finalizzata alla rimodulazione del meccanismo transitorio. Tale proposta prevede l'approvvigionamento a termine, da parte di Terna, di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale. I criteri generali del meccanismo proposto dall'Autorità tengono conto, da una parte, dell'analisi di flessibilità condotta da Terna nell'ambito del documento per la consultazione 557/2013/R/eel e, dall'altra, della necessità che il meccanismo transitorio risulti il più possibile connesso al meccanismo a regime (Mercato della capacità), in modo da assolvere al ruolo di "ponte" verso quest'ultimo.

Regolamentazione tecnica: servizio di trasporto

Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica

A seguito della delibera 19 dicembre 2013, 612/2013/R/eel, la quale ha previsto la predisposizione di un Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio di trasporto (i venditori), è stato avviato un processo consultivo finalizzato alla definizione del suddetto Codice e ad affrontare in via prioritaria i seguenti aspetti:

- le modalità e le tempistiche della fatturazione dei corrispettivi connessi al servizio di trasporto;
- i criteri per la determinazione delle garanzie che l'impresa distributrice ha titolo di chiedere all'utente per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto.

Gli orientamenti formulati nella prima fase del processo consultivo sono stati delineati sulla base di alcuni criteri già definiti nella delibera 612/2013/R/eel. In particolare, con il documento per la

consultazione 6 giugno 2014, 263/2014/R/eel, sono stati proposti gli orientamenti generali di seguito sintetizzati.

Per quanto riguarda la fatturazione del servizio di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori, al fine di garantire una maggiore trasparenza degli importi fatturati, è stato stabilito il principio per cui ciascun documento di fatturazione deve fare riferimento a un unico documento contabile, onnicomprensivo di tutte le voci relative a una precisa prestazione o a un determinato servizio:

- si è consolidato il principio in base al quale la fatturazione può essere effettuata solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti di tutti i dati di misura validati ai sensi della delibera 65/2012/R/eel;
- è stato stabilito il principio secondo il quale la scadenza dei pagamenti deve essere fissata in modo tale da contemporaneamente soddisfare esigenze, tra cui quella di consentire agli utenti del trasporto la verifica della correttezza delle informazioni presenti e delle voci fatturate, nonché la pianificazione delle "uscite di cassa", e quella di individuare il giusto *trade-off* tra dimensionamento delle garanzie prestate per l'accesso al servizio ed estensione dei tempi di pagamento;
- è stato individuato il contenuto standard che deve essere adottato per la predisposizione delle fatture, che riguarda in particolare la struttura e l'elenco delle voci che compongono ciascuna fattura;
- è stato previsto, per le imprese distributrici con più di 100.000 punti di prelievo, che l'invio delle fatture avvenga tramite sistemi evoluti di comunicazione (interfaccia web, AtoA (interfaccia *application-to-application*) o la trasmissione tramite EDI²).

Per quanto riguarda le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori:

- sono state individuate 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*);

- sono state determinate l'ammontare delle garanzie 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;
- è stata prevista, infine, l'istituzione di un conto presso la Cassa congugaglio per il settore elettrico (CCSE) con la finalità di garanzia del sistema in caso di definitivo inadempimento di un utente.

Con il documento per la consultazione 263/2014/R/eel sono state, inoltre, delineate regole dettagliate per la risoluzione del contratto di trasporto e previste diverse modalità di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte delle imprese distributrici, rispetto a quelle attualmente adottate.

Al fine di addivenire alla formulazione di disposizioni il più possibile condivise, è stata avviata una seconda fase del processo di consultazione che si è articolata con l'invio, ai partecipanti al gruppo di lavoro, di una scheda tecnica recante le indicazioni formulate dall'Autorità a valle delle evidenze emerse in esito al citato documento per la consultazione. Tale fase si è conclusa con la pubblicazione del successivo documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 618/2014/R/eel, in cui sono stati riproposti gli orientamenti generali inizialmente individuati e, al contempo, sono state introdotte alcune modifiche anche in ragione di quanto emerso nell'ambito del procedimento fino a quel momento condotto.

2 EDI (*Electronic Data Interchange*) è un sistema di trasmissione dati caratterizzato dallo scambio diretto di messaggi commerciali tra sistemi informativi. Risulta attualmente la modalità più completa e diffusa sul mercato.

Regolamentazione 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

Con esclusivo riferimento alla macrozona Sicilia, l'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, prevede che:

- le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sull'MGP;
- l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge n. 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento, per singola unità produttiva, dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa, nonché di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico;
- le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, 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.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi definito per la macrozona Sicilia:

- i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alla disciplina di essenzialità ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14 (regime 91/14);

- le norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi ex delibera 9 giugno 2006, n. 111 (regimi 111/06), nel caso della capacità soggetta, nell'anno 2015, sia al decreto legge n. 91/14, sia alle norme sull'essenzialità stabilite dalla menzionata delibera.

Il regime 91/14 segue, in linea generale, l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi, di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06. Infatti, detta disciplina – a differenza dei regimi ex artt. 64 (regime ordinario) e 65-bis (regimi alternativi) della citata delibera – prevede il riconoscimento dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale, per ciascuna unità, in base alle specifiche caratteristiche della stessa. In particolare, il regime 91/14 ricalca la disciplina della reintegrazione dei costi ex art. 65 per i seguenti aspetti:

- i criteri di determinazione e verifica del costo variabile, in modo da incentivare gli utenti del dispacciamento interessati ad assumere condotte efficienti;
- le regole per la formulazione delle offerte sull'MI e sul mercato dei servizi di dispacciamento, nonché per la valorizzazione delle stesse nell'ambito del calcolo del corrispettivo di reintegrazione;
- le modalità di calcolo della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale residuo investito, inteso come valore complessivo delle immobilizzazioni tecniche che non sono state ancora interamente ammortizzate;
- il riconoscimento, a Terna, della facoltà di imporre vincoli di offerta (a un prezzo pari a zero, in vendita, e senza indicazione di prezzo, in acquisto) nelle ore in cui e per le quantità per cui, nel periodo di applicazione del regime 91/14, detta società ritenga la specifica unità singolarmente indispensabile per la sicurezza del sistema elettrico;
- il regime 91/14 si differenzia, invece, dal regime di reintegrazione ex art. 65 negli aspetti che necessitano di opportuni adattamenti. In particolare, il regime 91/14 prevede che:

- l'intervento Sorgente–Rizziconi sia univocamente perimetrato così da offrire elementi utili a stimare il termine del periodo di applicazione del medesimo regime;
- Terna inserisca le unità essenziali ex decreto legge n. 91/14 in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali e notifichi, all'Autorità e agli utenti del dispacciamento titolari delle stesse, l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente–Rizziconi;
- l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale ex decreto legge n. 91/14 di tipo termoelettrico adempia all'obbligo di offerta della stessa sull'MGP, previsto dal decreto legge n. 91/14, formulando, per l'intera capacità disponibile, offerte di vendita a prezzi non superiori al costo variabile riconosciuto dell'unità considerata;
- le regole di valorizzazione delle offerte di vendita, ai fini del calcolo del corrispettivo di reintegrazione, disincentivano l'utente a presentare offerte a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto nelle ore non profittevoli, vale a dire nelle ore in cui il costo variabile riconosciuto è superiore al prezzo dell'MGP nella zona in cui è localizzata l'unità;
- l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale ex decreto legge n. 91/14 di tipo rinnovabile programmabile adempia all'obbligo di offerta della stessa sull'MGP, formulando, con riferimento all'intera capacità disponibile, offerte di vendita a un prezzo rappresentativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di picco e, nel caso di unità di pompaggio, anche offerte di acquisto a un prezzo che sia indicativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di fuori picco, così da delineare un approccio assimilabile alla strategia di offerta che sarebbe implementata dall'utente del dispacciamento in assenza di vincoli regolatori;
- i criteri di determinazione della quota parte dei costi fissi rilevante per la reintegrazione dei costi delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14 siano configurati in maniera da tenere conto del fatto che, in base alle stime attuali sulla data di entrata in operatività dell'intervento Sorgente–Rizziconi, è ragionevole attendersi che il regime 91/14 sia applicato per un periodo diverso dall'anno solare.

Norme di raccordo tra regime 91/14 e regimi 111/06

Una parte della capacità essenziale ex decreto legge n. 91/14 è anche stata dichiarata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei

servizi di dispacciamento nell'anno 2015 (raggruppamenti 111/06). Inoltre, una quota dei menzionati raggruppamenti è già stata ammessa al regime di reintegrazione ex art. 65 della delibera n. 111/06 per l'anno 2015, prima dell'entrata in vigore del decreto legge n. 91/14. La delibera 521/2014/R/eel prevede, quindi, norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi 111/06, con riferimento ai raggruppamenti 111/06. A tal fine, si prevede che:

- ciascun raggruppamento ammesso a uno dei regimi 111/06 sia soggetto allo stesso esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione (per esempio, per l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente–Rizziconi, per eventuale provvedimento giudiziario, per eventuale abrogazione della norma primaria), non si applichi il regime 91/14;
- con riferimento a ciascun raggruppamento 111/06 per l'anno 2015, proseguano le attività finalizzate, da un lato, a individuare il regime 111/06 al quale detto raggruppamento sia soggetto nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applichi il regime 91/14 e, dall'altro, a definire l'insieme dei parametri necessari a consentire – eventualmente anche dal giorno 1 gennaio 2015, qualora il regime 91/14, per ragioni indipendenti dall'Autorità, non sia applicato da tale data – di implementare il regime 111/06 selezionato.

Con la delibera 29 dicembre 2014, 667/2014/R/eel, l'Autorità ha successivamente provveduto a:

- integrare le disposizioni del regime 91/14, alla luce delle osservazioni e delle proposte avanzate dai soggetti interessati dopo la pubblicazione della delibera 521/2014/R/eel;
- escludere l'unità Raffineria di Gela di Eni dall'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14.

Al fine di tenere conto delle osservazioni e delle proposte pervenute a seguito dell'entrata in vigore della delibera 521/2014/R/eel, il regime 91/14 è stato modificato e integrato in maniera tale da:

- applicare, alle quantità delle offerte accettate sull'MI strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica – secondo i parametri tipici dell'unità considerata – dei programmi in esito all'MGP, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili

programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia (comma 65.2 ex delibera n. 111/06), in luogo del criterio adottato per le offerte accettate sull'MI non richieste da Terna (comma 65.3.2 ex delibera n. 111/06); ciò a condizione, però, che le offerte accettate sull'MGP siano state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto; detta condizione è finalizzata a mantenere l'efficacia delle regole vigenti in tema di offerte sull'MGP, che disincentivano le offerte a prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto;

- per quanto attiene alle unità rinnovabili programmabili:
 - prevedere un'apposita componente a copertura degli oneri di sbilanciamento, che rilevi esclusivamente ai fini della reintegrazione (componente dispacciamento); detta componente è definita secondo un'impostazione analoga a quella adottata per le unità termoelettriche, ma tenendo conto che il prezzo delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili è determinato in base al principio del costo evitato;
 - fissare percentuali standard per la valorizzazione della componente dispacciamento distinte da quelle già stabilite per le unità termoelettriche, così da considerare le differenze che contraddistinguono le unità rinnovabili programmabili rispetto alle unità termoelettriche sotto il profilo dello sbilanciamento;
 - stabilire che la capacità oggetto delle offerte in vendita (in acquisto) sull'MGP di ciascuna unità sia pari al prodotto tra la potenza massima in immissione (in prelievo) e il peso giornaliero, tipico della stessa unità, delle ore di funzionamento in immissione (in prelievo) alla potenza massima; in questo modo, internalizzando nell'offerta, in forma statistica, i vincoli tecnici di immissione e prelievo, si permette all'unità di realizzare i programmi di produzione (di pompaggio) con elevata probabilità, a prescindere dagli esiti del mercato, e a Terna di minimizzare le movimentazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento, con benefici sistemici sotto il profilo della sicurezza e dell'efficienza;
 - per le due unità rinnovabili programmabili essenziali ex decreto legge n. 91/14, che sono nella disponibilità di Enel Produzione, approvare i valori del tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento alla potenza massima, proposti dal menzionato utente;
- modificare il criterio di determinazione del prezzo per la formulazione delle offerte, stabilendo sia che il prezzo delle offerte in vendita sia pari al massimo tra la media aritmetica dei prezzi zionali registrati sull'MGP in ore di picco (prezzo medio di picco) e il costo variabile delle unità termoelettriche contraddistinte tipicamente dal più elevato costo variabile, vale a dire le unità turbogas a ciclo aperto, sia che il prezzo delle offerte in acquisto sia pari al prodotto tra il rendimento standard dell'unità interessata (rendimento standard) e il minimo tra la media dei prezzi zionali registrati sull'MGP in ore di fuori picco (prezzo medio di fuori picco) e il sopra citato costo variabile delle unità turbogas a ciclo aperto; questa modifica è volta ad assicurare che il differenziale tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto sia sufficiente a coprire gli oneri del ciclo generazione-pompaggio, oltre che a fornire una rappresentazione del valore dell'unità interessata anche in termini di costo evitato, rispetto al valore indicativo della risorsa termoelettrica più onerosa;
- prevedere che, per la determinazione del prezzo per la presentazione delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili, il costo variabile rappresentativo delle unità turbogas a ciclo aperto sia calcolato secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali ex comma 65-bis.2 della delibera n. 111/06;
- stabilire che il rendimento standard di una data unità sia pari al rapporto tra la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata, considerando le quantità relative al periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (estremi inclusi), essendo unità con cicli di produzione e pompaggio di durata non superiore alla settimana;
- prevedere che le ore di picco (fuori picco) per il calcolo del prezzo medio di picco (fuori picco) siano le sette ore, di ciascun giorno nell'arco temporale di riferimento, contraddistinte dal prezzo zonale più elevato (contenuto) sull'MGP, così da intercettare, con un approccio *ex post*, i segnali di prezzo di picco (fuori picco) espressi dal mercato;
- in considerazione della rilevanza dell'intervento Sorgente-Rizziconi per la dinamica del mercato elettrico, prevedere che Terna fornisca aggiornamenti sulla data e sulle modalità di

entrata in operatività dell'intervento Sorgente–Rizziconi con maggiore anticipo e più elevata frequenza rispetto a quanto stabilito dalla disciplina vigente; e che Terna pubblici detti aggiornamenti;

- chiarire che, fatti salvi gli effetti di eventuali interventi indipendenti dall'Autorità e riconducibili, per esempio, a decisioni giudiziarie o scelte del legislatore, il periodo di riferimento è composto dall'insieme di ore del periodo compreso tra il giorno 1 gennaio 2015 e il giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente–Rizziconi (estremi inclusi);
- per le unità rilevanti che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno generato flussi energetici diversi dall'energia elettrica immessa in rete e dagli autoconsumi di produzione, precisare che i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione sono al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei menzionati flussi energetici e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi.

L'unità Raffineria di Gela è stata espunta dall'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14, per le seguenti ragioni:

- l'unità è inserita all'interno di un sito industriale, per il quale è stato avviato un processo di riconversione;
- nell'ambito di detto processo, è previsto che le turbine di generazione elettrica siano spente entro la fine del mese di gennaio, termine entro il quale si stima sia esaurita la parte restante del combustibile prodotto nel sito industriale;
- l'Autorizzazione integrata ambientale per l'unità in questione presuppone l'utilizzo, almeno, del combustibile citato al precedente alinea;
- nella fase attuale, la capacità dell'unità destinata effettivamente alla produzione di energia elettrica è già inferiore a 50 MW.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 65 della delibera n. 111/06

Corrispettivi di reintegro

Ai sensi della delibera n. 111/06, a seguito di apposita istanza avanzata dagli utenti del dispacciamento interessati, sono stati determinati gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi

per l'anno 2012 con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower (delibera 17 luglio 2014, 347/2014/R/eel), per l'anno 2011 con riferimento all'impianto di Trapani Turbogas di E.On Global Commodities – Italian Branch SE (delibera 7 agosto 2014, 425/2014/R/eel) e per gli anni 2010 e 2011 con riferimento all'impianto Montemartini di Acea Energia Holding. Rispetto alle istanze presentate da queste società, sono state apportate rettifiche ai valori di alcune voci economiche rilevanti per il calcolo del corrispettivo, tali da contenere l'onere complessivo a carico del sistema elettrico. Le principali rettifiche hanno interessato gli impianti di Edipower prevedendo che:

- con riferimento alle spese generali dirette, sia ammesso a reintegrazione un importo inferiore a quello richiesto da Edipower e pari a quanto desumibile dall'istanza di ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2012, non risultando giustificata – alla luce degli elementi forniti dall'utente interessato – l'esigenza di superare detto valore per il normale esercizio degli impianti; e di ripartire la sopra descritta riduzione tra gli impianti San Filippo del Mela in proporzione agli importi delle spese generali dirette indicati nell'istanza di reintegrazione;
- a decorrere dalla reintegrazione dei costi per l'anno 2013, e con riferimento al valore dei cespiti della centrale San Filippo del Mela, il criterio convenzionale di ribaltamento dei costi indiretti, di cui al comma 65.26, lettera b) – o ogni altro *driver* adottato da Edipower in alternativa al citato criterio, esercitando la facoltà ex comma 65.27 –, sia applicato da Edipower limitatamente ai cespiti che non siano direttamente riferibili a un singolo impianto della centrale. Tale approccio è funzionale a migliorare la rappresentazione dell'onerosità di ciascun impianto e, contestualmente, a evitare che siano attribuiti all'impianto San Filippo del Mela 150 kV i costi di capitale relativi alle unità dell'impianto San Filippo del Mela 220 kV, che sono state disattivate alla fine dell'anno 2013.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono esposti gli utenti del dispacciamento di impianti essenziali, in relazione alla differenza tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi percepiti, l'Autorità ha previsto – a fronte di specifica richiesta degli utenti interessati – il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegrazione dei costi per

l'anno 2013 rispetto ai seguenti impianti (delibera 20 novembre 2014, 575/2014/R/eel):

- Montemartini di Acea Energia;
- Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione;
- Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas di E.On Global Commodities – Italian Branch SE;
- San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower;
- Ottana di Ottana Energia.

Istanze di reintegro

Con riferimento all'impianto Centro Energia Ferrara, è in fase di chiusura l'istruttoria finalizzata a valutare se confermarne l'ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2015.

In merito alle istanze di ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2015, con la delibera 29 dicembre 2014, 668/2014/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi per:

- l'impianto San Filippo del Mela 150 kV (Edipower);
- gli impianti Assemini, Portoferraio e Sulcis (Enel);
- l'impianto Ottana (Ottana), precisando però che in sede di riconoscimento del corrispettivo di reintegro saranno ammessi solo costi fissi coerenti col principio di efficienza e strettamente necessari al normale esercizio dell'impianto; inoltre, il numero di anni complessivi del periodo di ammortamento delle immobilizzazioni incluse nel capitale investito dovrà essere non inferiore al maggiore fra il numero applicato per la redazione del bilancio di esercizio ai fini civilistici e il numero di anni del normale ciclo di vita utile dell'immobilizzazione.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha rigettato le istanze di ammissione alla reintegrazione relative agli impianti Milazzo (Edison), Priolo (Enel) e San Filippo del Mela 220 kV (Edipower), in

considerazione dell'applicazione del regime 91/14 dall'1 gennaio 2015 sino all'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi e a causa del fatto che il valore del relativo corrispettivo di reintegro, stimato rispetto alla parte dell'anno 2015 in cui si presume che non sia applicato il regime 91/14, è tale da rendere preferibile – in termini di beneficio atteso per il consumatore – che gli impianti in questione siano espunti dall'elenco degli impianti essenziali ex comma 63.1 e, dunque, liberati dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 (fatti salvi i vincoli previsti dall'assoggettamento delle unità dei menzionati impianti al regime 91/14).

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

Con la delibera 16 ottobre 2014, 500/2014/R/eel, sono stati definiti i valori dei parametri tecnico-economici – vale a dire le quantità di potenza minima d'impegno, il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere – caratterizzanti, per l'anno 2015, i c.d. "regimi alternativi", funzionali a porre gli utenti del dispacciamento titolari di impianti essenziali (o raggruppamenti di impianti) nelle condizioni di valutare l'eventuale adesione a detti regimi (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* degli anni 2012 e 2013). Tali parametri sono stati determinati solo con riferimento alle macrozone Continente e Sardegna, in cui non trova applicazione il regime 91/14.

Successivamente, con la delibera 19 dicembre 2014, 600/2013/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i valori dei menzionati parametri tecnico-economici, al fine di tenere conto della scelta di alcuni utenti del dispacciamento di aderire ai regimi alternativi solo per la quota parte della capacità indicata nella delibera 500/2014/R/eel.

Con la delibera 600/2013/R/eel è stata inoltre rigettata la proposta, presentata da E.On Global Commodities – Italian Branch SE, di una struttura alternativa di corrispettivi rispetto a quella definita dall'Autorità con la delibera 500/2014/R/eel.

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012–2015* (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica tramite i seguenti meccanismi:

- regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero delle interruzioni;
- standard individuali per utenti in media tensione, differenziati per tipologia di rete, e incentivo alla riduzione di quelli con eccessivo numero di interruzioni;
- standard individuali sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per utenti in media tensione e in bassa tensione;
- avvio di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione.

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

Con la delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel, in attuazione del TIQE, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2012–2015, gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale (premio aggiuntivo per gli ambiti lontani dal livello obiettivo a inizio 2012 e che lo raggiungeranno entro il 2015) e gli ambiti territoriali soggetti alla decelerazione dell'incentivazione (riduzione dei premi per il periodo 2012–2015 per gli ambiti con livello di continuità migliore del livello obiettivo per tutto il periodo 2008–2011). Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto sette verifiche ispettive previste nella delibera 22 maggio 2014, 225/2014/E/eel.

Fra queste, tre verifiche hanno riguardato Enel Distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Ancona, Genova e Lecce, e le ulteriori quattro hanno coinvolto altre imprese distributrici: Set Distribuzione (TN), AcegasApsAmga (TS), AIM Servizi a rete (VI) e Camuna Energia (BS).

Come già accaduto in esito ai controlli degli anni precedenti, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. In merito ad AcegasApsAmga sono state riscontrate alcune non conformità di sistema, previste dall'Indice di sistema di registrazione ISR (che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione), che hanno comportato una diminuzione del premio per l'ambito sottoposto a verifica.

Si conferma, quindi, l'impegno delle imprese distributrici di assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, ossia la corretta registrazione dei dati su cui si basano i premi e le penalità. Sulla base dei dati trasmessi a questa istituzione dalle imprese distributrici e a seguito delle verifiche ispettive effettuate, l'Autorità, con la delibera 7 novembre 2014, 547/2014/R/eel, ha chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2013, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici. Sono stati erogati 77,3 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, così ripartiti:

- 37,7 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 48,3 milioni di euro di premi e 10,6 milioni di euro di penalità);
- 39,6 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 52,3 milioni di euro di premi e 12,6 milioni di euro di penalità).

In relazione all'incentivo per la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici, sono stati erogati premi per 5,4 milioni di euro.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2013, l'Autorità ha pubblicato nel corso del 2014 la graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia.

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

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico 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, prevedendo al contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e, in particolare, il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2011 e l'incentivo è ridotto di un terzo). Nel 2014 gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto cinque verifiche ispettive, in attuazione della delibera 20 febbraio 2014, 63/2014/E/eel, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme per SECAB Società Elettrica Cooperativa (UD) e SEA (BZ). Per Gelsia Reti (MB) 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 3 luglio 2014, 323/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa SECAB Società Elettrica Cooperativa con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10. Con la delibera 17 luglio 2014, 343/2014/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa SEA con la delibera ARG/elt 179/10.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 516/2014/S/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e

prescrittivi nei confronti di SEA per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica.

Infine, con la delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, sono state disposte ulteriori sette verifiche ispettive per il 2015, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

Nel febbraio 2012, l'Autorità aveva istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), costituito dalle imprese distributrici e da Terna, teso alla definizione sia delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti in media tensione, sia dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre in media tensione di cabina primaria. Le finalità della regolazione della qualità della tensione sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione, di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione.

Le attività del Tavolo di lavoro sono riprese nel dicembre 2013 e sono proseguite per tutto il 2014 con il duplice scopo di:

- pervenire a una base di dati nazionale omogenea, alimentata dai dati relativi ai buchi di tensione registrati dalle imprese distributrici sulle sbarre di media tensione delle cabine primarie che, al 31 dicembre 2014, per effetto degli obblighi del TIQE, dovevano essere equipaggiate di apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione;
- consolidare i criteri per l'individuazione delle reti elettriche origine dei buchi di tensione (reti in alta tensione oppure rete in media tensione).

Dalle prime registrazioni massive dei buchi di tensione effettuate nel corso del secondo semestre del 2013 e del primo semestre del 2014, l'Autorità ha riscontrato la necessità di approfondire i criteri per l'individuazione delle reti elettriche origine dei buchi di tensione. Con l'obiettivo di garantire una corretta e completa informazione agli utenti in media tensione, per la prima volta nel 2016, verranno comunicate le informazioni relative ai buchi di tensione registrati nel corso del 2015.

Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, è stata approvata la *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012–2015*, che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un sistema incentivante (premi e penalità) riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale. Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 19 settembre 2013, 398/2013/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2012; inoltre, con la delibera 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2012, pari a circa 19 milioni di euro. Per quanto riguarda i premi e le penalità per l'anno 2013, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 11 settembre 2014, 440/2014/E/eel, e con la delibera 20 novembre 2014, 569/2014/R/eel, sono state determinate penalità per Terna, relative alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2013, pari a circa 1,3 milioni di euro.

Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura del servizio elettrico per il quinto periodo di regolazione

Con il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, l'Autorità ha approfondito da un punto di vista tecnico le linee di intervento contenute nel documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione e ha esposto i criteri posti alla base delle principali linee di intervento, che riguardano principalmente:

- il superamento della distinzione tra Rete di trasmissione nazionale storica e Rete di trasmissione nazionale ex-Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- lo sviluppo di una regolazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione per gli utenti in alta tensione.

In merito al servizio di distribuzione, gli orientamenti dell'Autorità riguardano principalmente:

- l'applicazione della regolazione premi/penalità alla durata delle interruzioni con riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine fissati per il 2015;
- la conferma dell'attuale regolazione premi/penalità al numero di interruzioni, introducendo una incentivazione speciale per gli ambiti con maggiore numero di interruzioni;
- l'introduzione dei primi elementi di regolazione finalizzati alla riduzione delle interruzioni dovute a forza maggiore e delle interruzioni con preavviso;
- l'introduzione dei primi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione, nonché delle variazioni della tensione di alimentazione per quanto riguarda le reti in bassa tensione;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale.

Particolare attenzione verrà prestata al tema della vulnerabilità del sistema elettrico, attraverso la valutazione di sostenibilità dei meccanismi finalizzati alla decrescita dell'impatto del "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, in particolare a seguito di importanti ed estesi eventi meteorologici che causano interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore, quali:

- accelerazione del superamento del *gap* tra le linee aeree esistenti in alta e media tensione e i criteri di progetto previsti dalla norma CEI 11–4 per le nuove linee;
- rafforzamento della magliatura della rete in alta tensione nelle aree più esposte a eventi meteorologici avversi di particolare severità;
- rimozione del tetto massimo ai rimborsi agli utenti in media e bassa tensione a carico del Fondo eventi eccezionali, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna l'eccedenza rispetto all'attuale tetto massimo;
- l'introduzione di elementi di regolazione incentivante mirati alla riduzione della durata delle interruzioni attribuibili a causa di forza maggiore, attraverso l'introduzione di elementi di regolazione che stimolino sia i distributori, sia Terna a una rapida ripresa del servizio.

In merito al servizio di misura, gli orientamenti dell'Autorità riguardano essenzialmente le pubblicazioni comparative della performance di tale servizio e l'introduzione di eventuali forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose. Specifici approfondimenti riguarderanno anche lo sviluppo della seconda generazione di *smart meter*, in relazione alla quale l'Autorità ritiene fondamentale lo sviluppo di funzionalità evolute di sistema; il tema della misura assume, infatti, rilevanza cruciale ai fini della capacità dei clienti finali e per il buon funzionamento del mercato.

Regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta

Con la delibera 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel, l'Autorità ha dato seguito ai propri indirizzi di aggiornamento della

regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, illustrati nel documento per la consultazione 6 giugno 2014, 262/2014/R/eel. È stato così confermato il precedente quadro regolatorio in materia di responsabilità delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori destinati alla misura dell'energia prodotta, con l'unica eccezione di quelli relativi agli impianti connessi in bassa tensione, che necessitano una sostituzione poiché non interoperabili con i sistemi di telelettura dei gestori di rete. È stato, inoltre, esteso l'ambito di applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 2 agosto 2012, 339/2012/R/eel, ponendo in capo ai gestori di rete la responsabilità delle attività di telelettura dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione da fonti rinnovabili già in esercizio alla data del 27 agosto 2012.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera 23 dicembre 2014, 653/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2015, le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distruzione dell'energia elettrica* (TIT), per il periodo di regolazione 2012–2015, prevedendo in particolare di:

- rideterminare i volumi di riferimento per il calcolo della componente CTR (corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica sulla Rete di trasmissione nazionale – RTN – per le imprese distributrici), assumendo i dati di consuntivo relativi agli ultimi 12 mesi disponibili come miglior stima per i volumi del servizio di trasmissione previsti per l'anno 2015;
- ammettere alla remunerazione tariffaria gli investimenti connessi alla realizzazione dell'interconnessione tra Italia e

Balcani relativi anche a opere ubicate oltre i confini nazionali, in virtù dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro.

L'Autorità, con la medesima delibera 653/2014/R/eel, in coerenza con le disposizioni di cui al comma 16.3 del TIT, che dispongono un meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione, ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2013.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale per il periodo 2012–2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività, con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano.

Con la delibera 6 giugno 2014, 259/2014/R/eel, l'Autorità ha, quindi, accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al secondo semestre dell'anno 2014 e, verificando il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione di cui al comma 27.3 del TIT, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 del TIT, ha disposto il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2013, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2015.

Con la delibera 23 dicembre 2014, 654/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato il perimetro degli investimenti I=3 e le relative *milestone* e date obiettivo approvate con la delibera 40/2013/R/eel, sulla base della proposta formulata da Terna ai sensi dell'art. 26 del TIT, prevedendo di sospendere provvisoriamente dal novero degli interventi I=3:

- l'intervento "Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova", per tener conto dell'esigenza, rappresentata dal gestore del sistema di trasmissione, di procedere a una nuova pianificazione di massima dell'intervento a causa delle criticità di carattere autorizzativo riscontrate;
- l'intervento "Interconnessione HVDC Italia – Balcani", al fine di tener conto delle criticità e delle incertezze autorizzative e realizzative rappresentate dal gestore del sistema di trasmissione. L'Autorità ha, inoltre, previsto la successiva riammissione dell'intervento al trattamento incentivante, in esito a una valutazione positiva della configurazione tecnica, economica e temporale dell'intervento stesso aggiornata in esito alla risoluzione delle suddette criticità, nonché della miglior definizione delle opportunità di riduzione dell'impatto tariffario dell'intervento (quali il regime degli *interconnector* o l'accesso a sostegno finanziario dell'Unione europea).

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

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, è stato 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 del gas

(cfr. il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti" del Capitolo 3, Vol. II).

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento al servizio di distribuzione e misura, la delibera ARG/elt 199/11 ha previsto anche per il periodo 2012–2015 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 distributrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Con la delibera 3 aprile 2014, 152/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto a:

- rideterminare le tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013 nei confronti di sei imprese per le quali era stato concluso, nei mesi immediatamente precedenti, l'iter procedurale finalizzato alla determinazione degli importi di perequazione specifica aziendale;
- rettificare le tariffe di riferimento per l'anno 2013 nei confronti di sei imprese, a seguito dell'individuazione di un errore materiale nelle procedure di calcolo.

Con la delibera 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione delle tariffe di riferimento nei confronti di 18 delle 21 imprese, nei confronti delle quali la delibera 28 marzo 2013, 122/2013/R/eel, aveva previsto la sospensione delle tariffe medesime a causa di incongruenze connesse alla determinazione del capitale investito. Nei casi in cui le istruttorie condotte con le singole imprese interessate non sono state sufficienti a sanare le incongruenze, sono stati adottati i criteri stabiliti d'ufficio per la procedura del calcolo delle tariffe.

Il provvedimento ha confermato la sospensione delle tariffe di riferimento relative a tre imprese per le quali gli approfondimenti istruttori non sono giunti a conclusione.

Con la delibera 3 aprile 2014, 154/2014/R/eel, infine, sono state definite le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione per l'anno 2014.

Le delibere 153/2014/R/eel e 154/2014/R/eel prevedono che le tariffe superiori al doppio del valore medio nazionale devono essere considerate provvisorie e che quelle superiori al triplo del valore medio nazionale devono essere limitate d'ufficio a tale valore triplo, salvo revisione in esito alla conclusione di una apposita Indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com.

La suddetta Indagine, tuttora in corso, è finalizzata ad acquisire maggiori elementi informativi per comprendere le cause che determinano tariffe di riferimento significativamente più elevate rispetto al valore medio nazionale.

Con le delibere 24 luglio 2014, da 357/2014/R/eel a 364/2014/R/eel, e 31 luglio 2014, da 387/2014/R/eel a 397/2014/R/eel, l'Autorità ha fornito disposizioni a 19 imprese distributrici 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, con riferimento agli anni tariffari 2012, 2013 e 2014.

Riguardo le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 11 dicembre 2014, 610/2014/R/eel, ha disposto l'aggiornamento, per l'anno 2015, sia dei corrispettivi per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, sia delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

In particolare, le tariffe relative ai servizi di distribuzione e misura sono riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità del servizio.

Infine, con la delibera 23 dicembre 2014, 655/2014/R/eel, sono stati aggiornati, per l'anno 2015, i corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali domestici.

Avvio di procedimento relativo al nuovo periodo tariffario

Con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione per il periodo di regolazione che decorrerà dall'1 gennaio 2016. Tale procedimento si svolge:

- tenendo conto degli sviluppi connessi al procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, relativamente

alla riforma delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione;

- in parallelo al procedimento, avviato con la delibera 597/2014/R/com, per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC, con l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC stesso per i servizi regolati dei settori elettrico e del gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro β che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e capitale di debito impiegati per la ponderazione (rapporto D/E).

Nel documento per la consultazione 5/2015/R/eel, l'Autorità ha presentato l'inquadramento generale e ha esposto i criteri alla base delle principali linee di intervento che intende sviluppare nel corso del procedimento.

Con riferimento all'inquadramento generale, le disposizioni devono tenere conto di alcuni fenomeni che incidono significativamente sulle modalità di gestione e di utilizzo delle reti. Tra questi, in particolare:

- l'evoluzione della domanda elettrica (negli ultimi anni si è registrato un sensibile calo per effetto della congiuntura economica, dello sviluppo della generazione distribuita e degli autoconsumi, dello sviluppo di elettrotecnologie efficienti, del miglioramento dell'efficienza energetica);
- gli impatti sulla rete connessi allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

Nel corso del 2015 sono previsti specifici documenti per la consultazione sui temi oggetto del procedimento e incontri di approfondimento tematico con gli *stakeholders*, in modo da definire il provvedimento conclusivo entro la fine dell'anno.

Regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo

Con la delibera 30 aprile 2014, 196/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a valutare la possibile revisione delle disposizioni contenute nella delibera 24 novembre 2011,

ARG/elt 168/11, con la quale, in attuazione dell'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, sono state definite le modalità di applicazione del regime di perequazione specifica aziendale, istituito con la delibera 22 giugno 2004, n. 96, per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha stabilito, con la successiva delibera 19 giugno 2014, 294/2014/R/eel, il riconoscimento degli acconti alle imprese ammesse al regime di perequazione specifica aziendale previsto dalla delibera ARG/elt 168/11, a valere sulle spettanze definitive da calcolare sulla base dei meccanismi risultanti dall'eventuale revisione delle disposizioni contenute nella citata delibera.

Inoltre, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, con il documento per la consultazione 16 ottobre 2014, 499/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di revisione della disciplina dettata dalla citata delibera ARG/elt 168/11. Il documento è finalizzato a una prima valutazione delle proposte di modifica al regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo, pur mantenendo l'impianto generale delineato dal provvedimento originario.

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

Nel corso del 2014 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 CCSE, con la delibera 27 marzo 2014, 128/2014/R/eel, ha determinato l'aliquota di integrazione tariffaria, relativa al 2011, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche e, con la delibera 27 marzo 2014, 129/2014/R/eel, ha rideterminato le aliquote di integrazione tariffaria, relative agli anni dal 1999 al 2010, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese, dando esecuzione alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1591/13.

Revisione dei criteri di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori

L'art. 28 del decreto legge n. 91/14, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, reca disposizioni in materia di riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse. In

particolare, il comma 1 ha prescritto che, nelle more dell'attuazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 6-*octies*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, con riferimento alla progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, esclusivamente basata sui criteri di costi efficienti e che sia di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative a quelle esistenti, che migliorino la sostenibilità economica e ambientale del servizio.

Con la delibera 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del decreto legge n. 91/14, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione. Nell'ambito del citato procedimento, l'Autorità, con il documento per la consultazione 4 dicembre 2014, 598/2014/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti in materia di riforma del sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche che operano in isole non interconnesse. Nel documento, in particolare, l'Autorità ha prospettato di:

- stabilire un periodo di regolazione basato su nuove regole di integrazione tariffaria a partire dal 2015 fino al 2019;
- prevedere una remunerazione per i nuovi investimenti effettuati dalle imprese elettriche minori nella distribuzione, nella misura e nella produzione, secondo i criteri vigenti per le altre imprese nazionali;
- stabilire modalità standard di riconoscimento dei costi del servizio svolto dalle imprese elettriche minori, che incentivino il raggiungimento da parte di queste, alla fine del periodo di regolazione, di obiettivi di efficienza gestionale.

Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, la prima delibera di censimento, 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, prevede che l'Autorità valuti le successive richieste di inserimento nel novero delle RIU e ne trasmetta l'elenco aggiornato al Ministero dello sviluppo economico. Inoltre, nell'ambito dei compiti che la predetta legge affida all'Autorità, vi è quello di vigilanza sul corretto rispetto della disciplina in materia di RIU.

In particolare:

- con la delibera 6 febbraio 2014, 37/2014/R/eel, l'Autorità ha modificato la denominazione della RIU situata nel comune di Venezia con il nome di Versalis, e ha archiviato la richiesta della medesima Versalis di estenderne l'ambito attraverso l'inclusione degli impianti della società SAPIO Produzione Idrogeno Ossigeno;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 38/2014/R/eel e 39/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato le istanze di modifica delle RIU della società Versalis di Porto Torres e della società Fiat Group Purchasing di Pomigliano d'Arco e di Acerra;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 41/2014/R/eel e 42/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i soggetti titolari delle RIU situate nei comuni di Castelmasa e di Fossalta di Portogruaro;
- con la delibera 6 febbraio 2014, 43/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato l'istanza per l'inserimento della rete della società Munksjo Italia nel novero delle RIU;
- con la delibera 7 agosto 2014, 413/2014/R/eel, l'Autorità ha inserito la rete della società Nuovo Istituto Italiano d'Arti Grafiche nel novero delle RIU;
- con la delibera 30 ottobre 2014, 529/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato l'istanza per l'inserimento della rete della società Gruppo Mauro Saviola nel novero delle RIU;
- con la delibera 30 ottobre 2014, 530/2014/R/eel, l'Autorità ha inserito la rete della società Radici Yarn nel novero delle RIU;
- con la delibera 12 febbraio 2015, 47/2015/R/eel, l'Autorità ha inserito la rete della società Hexion Italia nel novero delle RIU;
- con la delibera 19 febbraio 2015, 58/2015/R/eel, l'Autorità ha recepito il subentro nella titolarità della RIU situata nei comuni di Priolo Gargallo e Melilli;
- con la delibera 26 febbraio 2015, 74/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'esclusione degli impianti della società Idroenergia dall'elenco delle RIU.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Con le delibere 10 aprile 2014, 168/2014/R/eel, e 6 giugno 2014, 260/2014/R/eel, l'Autorità ha rispettivamente determinato, a preventivo, gli oneri nucleari per l'anno 2014 e, a consuntivo, i medesimi oneri per l'anno 2013, secondo quanto previsto dai criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione 2013–2016, di cui alla delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel.

In entrambi i provvedimenti l'Autorità ha riscontrato ritardi nelle attività di smantellamento rispetto ai piani di Sogin (peraltro, già significativamente in ritardo rispetto al programma a vita intera del precedente periodo regolatorio).

In relazione al consuntivo 2013, si sono inoltre riscontrate alcune problematiche in merito al trattamento dei ricavi della commessa nucleare. I criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione prevedono, infatti, che tutti i ricavi e le sopravvenienze attive derivanti dalla commessa nucleare concorrano integralmente alla copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità, con la parziale deroga di:

- ricavi derivanti da attività di smantellamento e da servizi di formazione prestati a terzi, che concorrono solo all'80%;
- ricavi derivanti da costi sottoposti a *cap* (costi generali efficientabili), che non concorrono al finanziamento della commessa nucleare.

In sede istruttoria si è evidenziata la necessità di procedere a ulteriori analisi e riscontri in merito alla corretta delimitazione dei ricavi di cui all'ultimo punto, rinviando a successiva determinazione la definizione della quota parte di ricavi dell'anno 2013 che non concorre al finanziamento della commessa nucleare.

Durante l'anno 2014 l'Autorità ha altresì completato la definizione dei parametri quantitativi, ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione, fissando le *milestone* anche per l'anno 2017 con la delibera 31 luglio 2014, 384/2014/R/eel. Come per le *milestone* 2014–2016 (cfr. la delibera 27 dicembre 2013, 632/2013/R/eel), le *milestone* 2017 sono state fissate tenendo conto delle risultanze del Tavolo tecnico di confronto con l'ISPRA, il Ministero dello sviluppo economico e la medesima Sogin. Il 6 maggio 2014 è, altresì, pervenuto all'Autorità lo schema di decreto ministeriale, recante le modalità e i termini per i versamenti, da parte della CCSE, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per l'anno 2012, ai sensi delle leggi finanziarie per l'anno 2005 e per l'anno 2006. Diversamente da quanto avvenuto precedentemente, il suddetto schema di decreto regola anche i versamenti per gli anni successivi, prevedendo che i medesimi siano effettuati entro 30 giorni dall'approvazione ministeriale del rendiconto di esercizio di riferimento della medesima CCSE.

Con la delibera 26 giugno 2014, 318/2014/R/eel, l'Autorità ha rilasciato il proprio parere favorevole al suddetto schema di decreto, che è stato quindi adottato il 29 agosto 2014.

Detto decreto ha introdotto un automatismo, con tempistica definita, per il versamento delle competenze successive al 2012. Nel mese di settembre 2014 la CCSE ha provveduto a versare al Bilancio dello Stato circa 200 milioni di euro, in relazione alle competenze 2012 e 2013, a valere sul conto A₂.

A seguito della recente pubblicazione, da parte di ISPRA, dei criteri per la localizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi, possono prendere avvio le attività di individuazione del sito e della successiva realizzazione dell'infrastruttura. Ai sensi dell'art. 24, comma 4, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, tutte le attività dovranno essere finanziate a valere sul gettito della componente A₂, ivi comprese (a titolo di acconto) le attività non afferenti al perimetro degli oneri nucleari, ma relative ad altri ambiti (industriale, medicale, di ricerca). Con la segnalazione 7 agosto 2014, 416/2014/l/eel (cfr. il paragrafo "Segnalazioni" del Capitolo 1, Vol. II), l'Autorità ha evidenziato al Governo e al Parlamento che quanto previsto dalla succitata norma comporta l'imputazione sulla componente A₂, almeno transitoriamente, di oneri impropri che dovrebbero essere recuperati solo a seguito dell'entrata in esercizio del Deposito nazionale e ha, pertanto, segnalato l'opportunità di intervenire legislativamente per la soluzione di detta criticità.

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

Anche nell'anno 2014 si è registrato un progressivo peggioramento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A₃), rispetto all'anno precedente. Sono proseguite, inoltre, la dinamica negativa della domanda di energia elettrica già evidenziata negli anni 2012 e 2013, e la conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Le modalità di ritiro dei certificati verdi hanno, altresì, creato presso il GSE significative esigenze finanziarie negli ultimi mesi dell'anno, per far fronte alle quali il GSE ha, dapprima, fatto ricorso alle disponibilità finanziarie di altri conti di gestione presso la CCSE, fino al limite previsto dal punto 2 della delibera 30 marzo 2012, 114/2012/R/com (1,2 milioni di euro), e, una volta superato detto limite, all'indebitamento presso il sistema bancario.

Nella seconda metà del 2014 l'Autorità ha, pertanto, ritenuto opportuno disporre un adeguamento della componente tariffaria A₃, sia nel terzo, sia nel quarto trimestre 2014. In totale, nel corso del 2014, l'aliquota della componente tariffaria A₃ è stata aumentata di circa il 3% (aliquota del IV trimestre 2014 rispetto all'aliquota del IV trimestre 2013).

ONERI DI COMPETENZA	2013		2014	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita di energia elettrica rinnovabile CIP6	382	3,3	334	2,5
Ritiro dei certificati verdi	1.409	12,0	3.218	23,9
Fotovoltaico	6.502	55,4	6.577	48,9
Ritiro dedicato	324	2,8	43	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.550	13,2	1.912	14,2
Incentivi amministrati FER ex decreto legislativo n. 28/11	5	0,0	81	0,6
Funzionamento GSE e altro	20	0,2	10	0,1
Scambio sul posto	105	0,9	91	0,7
TOTALE RINNOVABILI	10.297	87,8	12.266	91,3
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	627	5,3	413	3,1
Oneri CO ₂ assimilate	80	0,7	38	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	55	0,5	57	0,4
Risoluzione CIP6	450	3,8	633	4,7
Revisione prezzi ex decreto ministeriale del 20/11/2012	218	1,9	32	0,2
TOTALE ASSIMILATE	1.430	12,2	1.173	8,7
TOTALE ONERI A₃	11.727	100,0	13.439	100

Fonte: GSE e AEEGSI.

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri A₃
Milioni di euro

La tavola 2.1 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2014 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2013.

A agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Il Volume II della *Relazione Annuale* 2014 ha dato conto dell'attività dell'Autorità in merito alla prima applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia, definite in attuazione dell'art. 39, comma 3, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134. Nel corso del 2014 è stato necessario procedere all'integrazione di tali attività mediante i provvedimenti di seguito riportati.

Con la delibera 13 marzo 2014, 106/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di procedura trasmessa dalla CCSE il 25 febbraio 2014, in tema di modalità e tempistiche dei pagamenti. In relazione ai suddetti pagamenti, l'Autorità ha ritenuto opportuno chiedere alla CCSE, a integrazione della procedura di cui al precedente paragrafo, una proposta per l'introduzione di un sistema di garanzie per l'eventuale ripetizione di importi erogati ai soggetti, i quali successivamente risultino non averne titolo per qualunque motivo, anche in conseguenza degli eventuali esiti negativi dei contenziosi promossi avverso i decreti ministeriali e le delibere dell'Autorità attuativi del decreto legge n. 83/12.

Sulla base delle proposte formulate dalla CCSE, con la delibera 28 marzo 2014, 148/2014/R/eel, l'Autorità ha previsto che la medesima CCSE attivi un opportuno sistema di garanzie di pagamento per l'eventuale ripetizione degli importi erogati a titolo di anticipazione per il periodo 1 luglio 2013 – 31 dicembre 2013 ai soggetti che successivamente risultino non averne titolo per qualunque motivo, definendo contestualmente le modalità di rilascio delle predette garanzie.

La citata delibera ha, pertanto, attribuito il mandato alla CCSE per le azioni conseguenti, inclusa la pubblicazione di una circolare esplicativa delle modalità operative necessarie ai fini dell'attuazione del provvedimento, evidenziando, tra l'altro, le tempistiche medie previste per le verifiche della garanzia fideiussoria o assicurativa.

Con la delibera 31 luglio 2014, 385/2014/R/eel, l'Autorità ha integrato le modalità operative per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco delle imprese c.d. "energivore", nonché le disposizioni di prima applicazione in materia di agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia

elettrica, al fine di disciplinare le agevolazioni alle imprese energivore in relazione all'energia elettrica prelevata all'interno di una RIU, sia per il titolare del punto di interconnessione alla rete pubblica della medesima RIU, sia per i soggetti che prelevano energia all'interno della RIU.

La suddetta delibera prevede che, al fine della determinazione delle descritte agevolazioni, il titolare del punto di interconnessione della RIU alla rete pubblica trasmetta un bilancio energetico dal quale sia possibile determinare la quota parte dell'energia prelevata dalla rete pubblica attribuibile agli usi propri di ciascun soggetto interno alla RIU (incluso il titolare medesimo), in ciascun mese e per ciascun scaglione tariffario di consumo (0–4 GWh/mese, 4–12 GWh/mese, oltre i 12 GWh/mese). Al fine di determinare le diverse quote parti da imputare a ciascun soggetto della RIU, è stato adottato il criterio già seguito nella delibera 28 luglio 2011, VIS 82/11 (numero 2, lettera ii), punto terzo), e confermato dalla delibera 3 ottobre 2013, 434/2013/R/eel, nelle more della definizione, da parte dell'Autorità, di una completa regolazione delle RIU.

Le agevolazioni sono riconosciute dalla CCSE in modo automatico, nel caso di titolare del punto di interconnessione alla RIU e, su richiesta del soggetto interessato che preleva energia all'interno della RIU, nel caso in cui tale soggetto sia diverso dal titolare del punto di interconnessione della RIU.

Con la determinazione 31 luglio 2014, 14/2014 – DIUC, sono stati fissati i valori sia del costo di riferimento corrispondente al prezzo finale dell'energia elettrica acquistata sul mercato, sia del PUN, per l'anno 2013.

Con la delibera 18 dicembre 2014, 635/2014/R/eel, l'Autorità ha istituito un meccanismo di recupero dei costi sostenuti dalla CCSE per l'attuazione delle disposizioni in materia di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, attraverso un contributo a carico delle medesime imprese.

A tal fine, si è deliberato che la CCSE deduca dall'importo complessivo dell'agevolazione da riconoscere in occasione del conguaglio per l'anno 2013 una percentuale fissa di importo pari all'1 per mille dell'agevolazione riconosciuta, da applicare in occasione dell'erogazione del conguaglio 2013, e che sia mantenuta separata evidenza delle somme trattenute a titolo di contributo nel Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

È stato, infine, previsto di aggiornare il suddetto contributo in relazione ai costi che sarà necessario sostenere nel 2015 e di destinare eventuali differenze tra i contributi raccolti e le spese sostenute nel

TAV. 2.2

Sintesi delle dichiarazioni
delle imprese energivore
relative al 2013
Milioni di euro

CLASSE DI ENERGIVORITÀ	NUMERO DELLE IMPRESE	NUMERO DEI PUNTI MT	ENERGIA AGEVOLATA MT (TWh)	NUMERO DEI PUNTI AT/AAT	ENERGIA AGEVOLATA AT/AAT (TWh)
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 2% e 6%	1.811	2.970	14,6	114	4,8
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 6% e 10%	539	822	5,2	56	3,5
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 10% e 15%	242	313	2,2	46	4,6
Intensità di costo dell'energia elettrica > 15%	200	262	1,8	114	17,0
TOTALE IMPRESE A FORTE CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA^(A)	2.792	4.367	23,8	330	29,9

(A) Sulla base delle dichiarazioni relative al 2013.

2014 alla copertura dei costi relativi all'attuazione della medesima disciplina per l'anno 2015, da effettuarsi in occasione del conguaglio inerente alle agevolazioni relative al 2014.

Con la delibera 29 dicembre 2014, 666/2014/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno, in continuità con quanto previsto dalla delibera 148/2014/R/eel:

- estendere l'attuale obbligo di rilascio di una preventiva garanzia fideiussoria ai soggetti aventi diritto al rilascio degli importi relativi ai conguagli per il periodo 1 luglio – 31 dicembre 2013;
- riservarsi di riconsiderare il regime fideiussorio precedentemente introdotto, in vista della prevista erogazione delle anticipazioni per l'intero anno 2014, fissata per il 31 marzo 2015, alla luce dell'evoluzione del procedimento instaurato presso la Commissione europea dalla rappresentanza permanente italiana, il 17 aprile 2014.

Come previsto dall'atto di indirizzo del Ministro dello sviluppo economico del 24 aprile 2013, il rapporto 19 febbraio 2015, 59/2015/I/eel, espone le risultanze relative al primo anno di applicazione delle misure di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia, definite in attuazione dell'art. 39, comma 3, del decreto legge n. 83/12, includendo anche alcune proposte di razionalizzazione delle modalità operative adottate per il primo anno. Tali proposte sono state attuate con la delibera 19 marzo 2015, 112/2015/R/eel, con la quale l'Autorità ha disciplinato il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia 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, con l'eliminazione del meccanismo di

acconto e l'anticipazione, al contempo, del momento di erogazione dell'agevolazione, fermo restando il principio di "effettività" delle agevolazioni (riconosciute solo a fronte di consumi ed effettivo possesso dei requisiti richiesti per le imprese energivore, accertati nell'anno cui si riferiscono).

Infine, l'8 aprile 2015 la CCSE ha trasmesso i dati a consuntivo, sulla base della dichiarazione relativa al 2013 (Tav. 2.2), confermando che il totale delle agevolazioni a consuntivo ammonta a circa 300 milioni di euro per il secondo semestre 2013 e a circa 600 milioni di euro per l'anno 2014. A fronte dell'introduzione del sistema di garanzie per il riconoscimento delle anticipazioni per il periodo 1 luglio – 31 dicembre 2013, sono state presentate 1.473 fideiussioni, in relazione alle quali sono state erogate agevolazioni per oltre 160 milioni di euro.

Attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legge n. 91/14

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, detta la disciplina di talune materie che rientrano nell'alveo delle competenze dell'Autorità (artt. da 23 a 30), con la finalità di ridurre gli oneri ricadenti sui clienti del servizio elettrico e, al contempo, di pervenire a una più equa distribuzione di detti oneri tra le diverse categorie di consumatori elettrici.

In particolare, sono previste sia misure di riduzione delle aliquote degli oneri generali di sistema per i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e per i punti di prelievo in media tensione, sia la non cumulabilità delle suddette riduzioni con le agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Con la delibera 447/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per dare attuazione alle disposizioni del citato decreto legge n. 91/14; riguardo all'art. 23, comma 1, del decreto, la successiva delibera 23 ottobre 2014, 518/2014/R/eel, per quanto concerne le imprese a forte consumo di energia elettrica, ha statuito che:

- relativamente ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica, l'esclusione dai benefici previsti dal decreto legge n. 91/14 venga attuata a scomputo per gli anni 2015 e successivi;
- relativamente ai punti di prelievo in media tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica, l'esclusione dai benefici previsti dal decreto legge n. 91/14 sia attuata direttamente dai distributori/venditori.

Contestualmente alla pubblicazione della delibera 518/2014/R/eel, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 23 ottobre 2014, 519/2014/R/eel, contenente le proposte di prima attuazione delle disposizioni di cui all'art. 24 del medesimo decreto legge n. 91/14, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema alla quota parte di energia consumata, ma non prelevata, dalle reti pubbliche all'interno delle RIU, dei Sistemi efficienti di utenza (SEU) e dei Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti d'utenza (SEUSEU). Tale disposizione ha previsto che, nel caso di SEU, SEESEU e RIU, all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica si applichi il 5% dei corrispettivi corrispettivi unitari variabili delle componenti A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 , A_5 e MCT. Il medesimo art. 24 consente anche l'utilizzo di maggiorazioni delle componenti fisse, con effetti stimati equivalenti nel caso in cui non sia possibile misurare l'energia consumata e non prelevata dalla rete.

La delibera 11 dicembre 2014, 609/2014/R/eel, ha, infine, previsto che:

- nel caso di punti di prelievo in bassa tensione afferenti a SEU e SEESEU, la maggiorazione sia definita sulla base di importi specificati e aggiornati dall'Autorità, uguali per tutti i punti. Tali importi, pur non potendo garantire, per ogni singolo cliente finale, un risultato del tutto equivalente a quanto previsto dall'art. 24 del decreto legge n. 91/14, sono semplici da applicare a da gestire, vista anche la loro esiguità (36 €/punto l'anno);

- nel caso di punti di prelievo in media tensione afferenti a SEU e SEESEU (diversi da quelli che sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica), il 5% dei corrispettivi corrispettivi unitari variabili delle componenti A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 , A_5 e MCT si applichi a una quantità di energia elettrica consumata e non prelevata stimata come derivante da una formula che tenga conto della potenza nominale dell'impianto di produzione, delle ore di funzionamento e dell'incidenza dell'autoconsumo in sito sul totale della produzione;
- nel caso di punti di prelievo in alta e altissima tensione afferenti a SEU o SEESEU e nel caso di punti di prelievo nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica, la maggiorazione venga determinata sulla base dell'energia effettivamente consumata e non prelevata dalla rete, sulla base di specifiche istruttorie della CCSE.

Inoltre, è stato previsto che le disposizioni di cui all'art. 24, relative alle RIU, siano applicate con effetti a valere dall'1 gennaio 2015, secondo le modalità da definire con successivo provvedimento e a partire dai dati di misura atti a determinare, per ciascun soggetto interno alla RIU, la quantità di energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica.

Sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel, l'Autorità ha dato piena 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. La sperimentazione prevede che a questi clienti vengano applicate tariffe elettriche non progressive (la cd. "tariffa D1" per quanto riguarda le componenti tariffarie a copertura dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura).

La menzionata delibera definisce, altresì, i requisiti di accesso per i clienti, le condizioni economiche applicabili ai clienti aderenti e le procedure operative che le imprese devono seguire per informare i clienti, per raccogliere e analizzare le richieste di adesione e per monitorare i prelievi di energia elettrica dei clienti aderenti. Sono stati poi pubblicati i fac simile della modulistica utilizzabile da parte dei clienti interessati e formati standard per la raccolta dei dati anagrafici e di monitoraggio. Da ultimo, tramite la creazione

di un'apposita sezione sul proprio sito internet, l'Autorità ha inteso fornire massima visibilità a questa iniziativa, rendendo disponibili ai consumatori chiarimenti pratici e risposte alle domande più frequenti.

Nei mesi di dicembre 2014 e gennaio 2015, si è svolta la prima raccolta dei dati anagrafici e di prelievo elettrico inerenti ai clienti che avevano aderito alla sperimentazione. L'accesso dei clienti domestici alla sperimentazione tariffaria sarà possibile fino al 31 dicembre 2015, mentre il monitoraggio proseguirà anche per tutto il 2016. In particolare, la futura evoluzione del gruppo di clienti aderenti e dei relativi prelievi di energia elettrica verrà monitorata per mezzo di quattro ulteriori raccolte dati, da svolgersi nei mesi di giugno e dicembre 2015, giugno 2016 e febbraio 2017.

Il provvedimento in esame prevede che, successivamente al 31 dicembre 2015, qualora la tariffa D1 non venga applicata a tutti i clienti domestici, siano applicate ai clienti aderenti alla sperimentazione condizioni economiche in grado di garantire uno scostamento minimo rispetto al mero aggiornamento della tariffa D1.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

Con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, l'Autorità aveva avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione, nonché di revisione dell'articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico. Tale provvedimento, a seguito dell'emanazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, è stato assorbito nell'ambito del nuovo e più ampio procedimento avviato con la delibera 412/2014/R/efr, per l'attuazione di quanto disposto dal suddetto decreto legislativo.

Tra le disposizioni di questo provvedimento, assume particolare rilievo l'art. 11, comma 3, in virtù del quale l'Autorità è chiamata ad adeguare le componenti della tariffa elettrica, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti ai costi del servizio, sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza. Il decreto legislativo prevede anche che l'Autorità formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da

riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (bonus sociale).

Il procedimento di riforma delle tariffe ha già previsto:

- lo svolgimento di un seminario (6 ottobre 2014) rivolto alle associazioni dei consumatori, ambientaliste e degli operatori, finalizzato a condividere un quadro informativo comune, a illustrare gli elementi fondamentali della riforma, nonché a raccogliere idee e suggerimenti;
- la pubblicazione del primo documento per la consultazione (5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel) che illustra le possibili opzioni regolatorie (secondo la metodologia di Analisi di impatto della regolazione – AIR) per la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicate ai clienti domestici di energia elettrica;
- l'incontro con i rappresentanti delle associazioni dei consumatori per chiarire i contenuti del documento e raccogliere le prime considerazioni su di esso.

Il documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, prende le mosse da un'analisi preliminare degli attuali consumi elettrici domestici e dei possibili scenari evolutivi dell'attuale struttura delle tariffe domestiche, rimasta sostanzialmente invariata per quarant'anni a fronte di una evoluzione dei consumi, delle tecnologie e del mercato dell'energia. Tale struttura, basata su due tariffe fortemente progressive, differenziate in base alla condizione di residenza anagrafica e al valore della potenza impegnata, si basa su un meccanismo di sussidiatura incrociata, che ormai non è più in grado di soddisfare efficacemente le originarie esigenze di equità sociale e, al contempo, non stimola né l'adozione di comportamenti virtuosi, né l'installazione di apparecchiature ad alta efficienza energetica.

Gli aspetti in cui la riforma si articola sono:

- la struttura dei corrispettivi unitari delle tariffe;
- la definizione di nuovi indicatori di *benchmark* per il superamento dell'unico cliente tipo elettrico;
- la distinzione tariffaria tra clienti con e senza residenza anagrafica;
- la gradualità della transizione;
- la ridefinizione dei livelli di potenza contrattualmente impegnata;
- il limite di potenza disponibile;
- il corrispettivo di modifica del livello di potenza impegnata;

- i nuovi criteri per il bonus sociale.

Con riferimento alla definizione di nuovi indicatori di *benchmark*, in sostituzione dell'unico cliente tipo utilizzato da anni per valutare gli impatti tariffari sui consumi domestici di elettricità, l'Autorità propone di definire sei nuovi *benchmark*, che permettano di valutare la spesa domestica per i prelievi di energia elettrica in differenti condizioni di consumo e di potenza contrattualmente impegnata, anche allo scopo di favorire la consapevolezza sui vari elementi di costo che compongono la spesa complessiva.

Riguardo la struttura dei corrispettivi unitari delle tariffe e la differenziazione tariffaria tra clienti con e senza residenza anagrafica, il documento presenta quattro opzioni alternative, tutte caratterizzate dalla totale eliminazione della progressività, come richiesto dal legislatore.

Le diverse opzioni si differenziano, in considerazione della struttura della parte di tariffa relativa ai servizi di rete (affinché rifletta i costi), della struttura della parte di tariffa a copertura degli oneri generali di sistema e dell'eventuale mantenimento di una differenziazione tra clienti con e senza residenza anagrafica. Per ciascuna opzione, il documento fornisce una valutazione dei benefici in termini multi-obiettivo secondo la metodologia AIR, considerando, per ciascuna opzione: la conformità al decreto legislativo n. 102/14, che ha fissato i criteri di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica, l'accettabilità diffusa (ossia la variazione di spesa conseguente), il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, lo stimolo a comportamenti virtuosi, la semplificazione, la prevedibilità e gli effetti di redistribuzione degli oneri generali.

Relativamente alla gradualità della transizione, che rappresenta un importante ammortizzatore degli effetti per tutti i clienti domestici, le leve a disposizione dell'Autorità portano a individuare un percorso – che sarà oggetto di una seconda consultazione entro l'estate 2015 – il quale, partendo dall'1 gennaio 2016, si potrà sviluppare progressivamente nell'arco di due anni, consentendo di portare a regime la nuova struttura tariffaria dall'1 gennaio 2018.

Particolare attenzione viene, inoltre, prestata al tema dell'impegno di potenza. Oggi, circa il 90% delle famiglie italiane ha concluso un contratto di fornitura con 3 kW di potenza impegnata, sia perché un impegno di potenza superiore comporterebbe l'applicazione della medesima tariffa applicata ai non residenti (più alta di quella residenziale), sia perché, a seguito di un accordo volontario sottoscritto nel 2003 tra Enel e le principali associazioni di consumatori,

la potenza effettivamente prelevabile per tre ore consecutive può arrivare fino a 4,2 kW senza l'intervento del limitatore di potenza.

L'Autorità ritiene auspicabile giungere a una tendenziale omogeneità di trattamento dei clienti finali con la medesima potenza contrattualmente impegnata, indipendentemente dal distributore alle reti del quale sono connessi, avendo particolare cura per l'aspetto della consapevolezza della scelta del consumatore, in modo tale che quest'ultimo possa agevolmente individuare il livello di potenza più adeguato alle proprie necessità.

Al riguardo, la consultazione delinea il possibile aumento del costo unitario attribuito alla potenza impegnata, anche in ragione del fatto che esso rappresenta il principale fattore che determina i costi di rete. Pertanto, la scelta del livello ottimale di potenza impegnata contrattualmente diviene elemento significativo anche ai fini di possibili aggiustamenti del livello di potenza sia in aumento (per permettere l'utilizzo contemporaneo di nuovi apparecchi), sia in diminuzione (con il vantaggio di ridurre la spesa annuale per coloro i quali non abbiano esigenze particolari di contemporaneità dei prelievi).

Affinché ciò possa avvenire, si rendono necessari: la disponibilità per i clienti finali di informazioni significative sui prelievi effettivi di potenza, una maggiore granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabili e una minimizzazione dei costi di transizione da un livello di potenza contrattualmente impegnata a un altro. Con riferimento a questi aspetti, il documento presenta e valuta, secondo la metodologia AIR, tre opzioni tese a privilegiare una scelta consapevole da parte dei consumatori in relazione al livello di potenza più adeguato alle loro esigenze.

Relativamente al bonus sociale, nel documento per la consultazione sono prospettate alcune ipotesi di possibili interventi correttivi alla disciplina, che integrano le proposte già formulate dall'Autorità nella segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/II/com, al Governo e al Parlamento (cfr. il paragrafo "Segnalazioni" del Capitolo 1, Vol. II). Le diverse ipotesi sono finalizzate ad accrescere la platea dei beneficiari la percentuale di risparmio per i titolari (dal 20% della spesa al netto delle imposte, al 30% o al 40% per tutti i beneficiari), ad articolare i bonus e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente e della numerosità del nucleo familiare (per garantire che anche in presenza della riforma sia introdotto un livello di spesa maggiore dell'attuale), nonché a ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

Opportunità tecnologiche di messa a disposizione dei dati

Con il documento per la consultazione 22 maggio 2014, 232/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato una ricognizione delle modalità di messa a disposizione ai clienti finali dei propri dati di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza.

La consapevolezza dei clienti circa i propri livelli di consumo di energia elettrica può determinare comportamenti virtuosi in termini di risparmio energetico e, in prospettiva, nella fornitura di servizi alla rete stessa grazie agli strumenti di flessibilità (*demand response*).

Tale tematica è stata inserita nel già richiamato procedimento avviato con la delibera 412/2014/R/efr, a seguito dell'approvazione del decreto legislativo n. 102/14, il quale all'art. 9, comma 6, prevede

che l'Autorità assuma determinazioni in merito alla messa a disposizione ai clienti finali delle informazioni sulla fatturazione e sui consumi storici.

Al fine di rendere disponibile al cliente le informazioni contenute nel misuratore, il provvedimento citato ha prospettato tre soluzioni: l'utilizzo del sistema di telelettura tradizionale, un dispositivo posto in casa del cliente e collegato al misuratore attraverso la linea elettrica (*power line carrier*) e un dispositivo "accoppiato" al misuratore in grado di rilevare il lampeggio led.

L'attenzione dell'Autorità si concentra sia sulla valutazione degli assetti più adeguati per rendere disponibili ai clienti i dati aggiuntivi in modo efficace, efficiente e compatibile con la liberalizzazione del mercato *retail*, sia sui meccanismi regolatori più adeguati a tale scopo.

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

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

Con la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11, in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato grado di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico.

Nel mese di luglio 2014, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, gli *Schemi di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2013 e 2014*. Nell'ambito della consultazione, è stata organizzata dal gestore di rete, in linea con le disposizioni di cui alla delibera 102/2012/R/eel, una sessione pubblica di presentazione degli schemi di Piano 2013 e 2014 da parte di Terna, per fornire ai soggetti interessati, rappresentativi del sistema elettrico, chiarimenti e informazioni su quesiti specifici.

Il procedimento di valutazione degli schemi è in corso.

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

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto degli Uffici del GME e di Terna. Come previsto dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di avviare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono, inoltre, previsti *ex lege* alcune relazioni e alcuni rapporti informativi di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati.

In particolare nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 7 agosto 2014 (428/2014/I/eel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti al mercato elettrico. Nello specifico, è stata fornita un'analisi quantitativa, svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi all'anno 2013, in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;

- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nell'MGP e nell'MSD, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio risponde all'esigenza di monitorare l'andamento del mercato *retail* ed è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (per un'esauritiva illustrazione si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*).

Per l'anno 2014, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 119 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 52 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, solo tre sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2014, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2014.

L'Autorità ha pubblicato, il 12 febbraio 2015, il rapporto 42/2015/I/com, relativo al *Monitoraggio retail. Rapporto annuale 2012 e 2013*, che sintetizza gli esiti dell'attività di monitoraggio, avviata con il *Testo integrato monitoraggio retail* (TIMR, delibera 3 novembre

2011, ARG/com 151/11), del mercato della vendita di energia elettrica e gas naturale alla clientela di massa, vale a dire ai clienti di piccola e media dimensione in termini di volumi di consumo. In particolare, l'analisi si è concentrata sulla vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti domestici, ai clienti non domestici in bassa tensione altri usi e ai clienti non domestici in media tensione altri usi.

Le evidenze riscontrate hanno, in primo luogo, riguardato la struttura dell'offerta e le dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa. L'analisi ha mostrato condizioni concorrenziali uniformi sul territorio nazionale, ma molto disomogenee in ragione delle tipologie di clienti: l'attività di vendita ai clienti in media tensione altri usi appare caratterizzata da condizioni di effettiva concorrenza, come desumibile dagli indici di concentrazione e dalla frequenza con cui i clienti cambiano fornitore (*switching*), mentre sono emerse indicazioni di segno opposto per i clienti connessi in bassa tensione. Nell'ambito dei clienti connessi in bassa tensione, l'analisi ha inoltre mostrato ulteriori differenze tra i clienti domestici e i clienti in bassa tensione altri usi.

Relativamente alle condizioni di fornitura ai clienti domestici, l'analisi ha evidenziato come il servizio di maggior tutela costituisca la modalità di fornitura ancora prevalente per tale tipologia di clienti finali (il 75% dei clienti domestici nel 2013 ha, infatti, usufruito di tale modalità di approvvigionamento) e gli esercenti del servizio di maggior tutela appaiono ancora godere, rispetto ai loro concorrenti, di un certo vantaggio nel "convincere" i clienti domestici a rifornirsi alle condizioni dagli stessi esercenti offerte nel mercato libero. Infatti, quasi il 60% dei clienti che rinunciano al servizio di maggior tutela in favore della fornitura sul mercato libero, sceglie di approvvigionarsi dal venditore (o da un venditore del medesimo gruppo societario del venditore) che in precedenza forniva il servizio di maggior tutela. Infine, gli indici di concentrazione mostrano come il primo operatore del settore detenga, relativamente al biennio analizzato, una quota di mercato prossima al 50% delle vendite a clienti finali domestici del mercato libero; risulta inoltre che i principali tre operatori detengono una quota superiore al 70%. Un ulteriore elemento sul quale è necessario richiamare l'attenzione, non trascurabile – in quanto

potrebbe essere sintomo di una scarsa capacità, mediamente, del cliente domestico nel valutare il valore intrinseco delle diverse offerte – attiene al fatto 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. A fronte delle criticità evidenziate, anche per i clienti domestici il mercato libero presenta un certo dinamismo, evidenziato dalla frequenza dei passaggi tra modalità di fornitura, nonché da una certa varietà di offerte commerciali disponibili sul mercato e, più in generale, da un comportamento attivo dei principali venditori nel cercare di attrarre i clienti domestici verso forniture del mercato libero. Ciò risulta, tra l'altro, testimoniato, per esempio, dalla crescita del numero di venditori che hanno aderito al Trova offerte³ – i quali servono una quota di volumi domestici nel mercato libero superiore al 90% – e dal numero di offerte visualizzabili in una ricerca, anch'esso in crescita (pari nel 2013 a più di 30 offerte, di cui la maggior parte costituite da offerte a prezzo bocciato).

Il segmento di mercato costituito dai clienti in bassa tensione altri usi presenta una situazione simile a quella già descritta per i clienti domestici, seppur con criticità meno accentuate. In particolare, nonostante il servizio di maggior tutela costituisca ancora la modalità di approvvigionamento prevalente, il ricorso alle forniture del mercato libero da parte dei clienti in bassa tensione altri usi risulta maggiore. Per questa tipologia di clienti la struttura del mercato libero appare meno concentrata sul lato offerta, rispetto a quanto emerge per i clienti domestici. Nel biennio analizzato, il primo operatore del settore detiene una quota prossima al 27% delle vendite a clienti finali del mercato libero e i principali tre operatori una quota di poco inferiore al 40%. Tali livelli di concentrazione, qualora trovassero conferma anche a seguito della progressiva riduzione del numero di clienti forniti nel servizio di maggior tutela, sarebbero compatibili con condizioni di effettiva concorrenza. Infine, la dinamicità dei clienti in bassa tensione altri usi risulta più intensa rispetto a quella dimostrata dai clienti domestici: il passaggio tra modalità di fornitura di tali clienti è stato di poco superiore al 16% nel 2013, risultato di un tasso di uscita dalla maggior tutela costante, anche se leggermente inferiore a quello dei clienti domestici (pari a 4,2% nel 2013); emerge, inoltre, una più elevata dinamicità anche

³ Il Trova offerte è il servizio dell'Autorità, rivolto ai clienti domestici, per trovare e confrontare diverse offerte di fornitura di elettricità e gas in relazione ai loro consumi. Il servizio, completamente gratuito, è on line e disponibile al link <http://www.autorita.energia.it/it/trovaofferte.htm>.

nel mercato libero, con un tasso di clienti che hanno cambiato fornitore sul mercato libero pari al 10,2% nel 2013.

Nel rapporto sono state, altresì, riportate le evidenze dell'analisi condotta, per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas, su indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione e dell'efficacia del processo⁴), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici, alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, al fenomeno dei contratti non richiesti e alla morosità. Nel biennio analizzato sono emersi elementi che evidenziano, da un lato, miglioramenti significativi in diverse aree e, dall'altro, il permanere di aspetti critici su cui si sta lavorando. Sul fronte dei miglioramenti, in entrambi i settori la disponibilità in tempo utile dei dati di misura del cliente che cambia venditore (segnalata come principale criticità nel passato) è migliorata nel periodo analizzato. L'indicatore relativo all'indisponibilità delle misure di *switching* entro le tempistiche è, infatti, notevolmente migliorato nel 2013 nel settore elettrico, attestandosi a un livello pari a 2,1%. Inoltre, il fenomeno delle doppie fatturazioni, monitorato nell'ambito della qualità del servizio di vendita, si è notevolmente ridotto per i clienti del mercato libero – maggiormente colpito dal fenomeno – addirittura del 50% nel settore elettrico. Infine, la qualità dei servizi telefonici e di quelli di distribuzione si è attestata su livelli sensibilmente più elevati rispetto agli standard minimi prescritti dall'Autorità. A fronte di tali elementi positivi, si osserva un numero di reclami dei clienti finali del mercato libero superiore a quello dei clienti che utilizzano i servizi di tutela, con una c.d. "reclamosità" dei clienti finali pari al rapporto tra il numero dei reclami e il numero dei clienti serviti, che mostra nel mercato libero un livello del 2% contro uno 0,5% del mercato tutelato (anno 2013). Inoltre, il fenomeno dei contratti non richiesti continua a costituire un elemento sul quale concentrare sempre la dovuta attenzione, in ragione del rilevante impatto che esso ha sulla percezione del mercato da parte dei clienti finali e sulla loro fiducia nei confronti del medesimo. In particolare, nel periodo analizzato il fenomeno, seppure notevolmente mitigato dalle misure preventive stabilite dall'Autorità, non risulta ancora del tutto abbattuto: l'incidenza dei reclami per contratti non

richiesti rispetto al numero dei clienti serviti sul mercato libero è mediamente pari, nel periodo analizzato, a circa lo 0,15% nel settore elettrico.

Infine, l'analisi del rapporto si è concentrata su indicatori relativi alla morosità: le richieste di sospensione del servizio per morosità rivelano come tale fenomeno assuma livelli elevati e moderatamente crescenti nel biennio 2012–2013, anche in ragione della crisi economica che ha caratterizzato il periodo considerato. In particolare, nel 2013 sono state registrate richieste di sospensione effettive, nel settore elettrico, complessivamente considerato senza distinguere tra mercato libero e servizi di tutela, per il 6,1% dei clienti domestici, per il 10,6% dei clienti in bassa tensione altri usi e per il 14,1% dei clienti in media tensione altri usi. L'informazione relativa alle richieste di sospensione mostra che la morosità ha una distribuzione territoriale assai disomogenea, raggiungendo picchi molto elevati nelle regioni meridionali, in Sardegna e in Sicilia, e che il fenomeno è più diffuso tra i clienti non domestici. Sempre con riferimento alla morosità, dall'analisi si evince come, nella maggior parte dei casi, non appena il cliente per cui viene richiesta la sospensione paga il proprio debito, la richiesta di sospensione venga annullata o il servizio venga ripristinato.

Nel rapporto vengono infine prospettate alcune linee di intervento, evidenziando una possibile evoluzione dei servizi di tutela per il settore elettrico e per il settore del gas naturale. Tale evoluzione dovrà essere valutata nell'ambito delle attività volte all'aumento della concorrenza del mercato, indicate all'obiettivo OS10 di cui al *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015–2018*, approvato con la delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A. In particolare, in stretto coordinamento con gli indirizzi normativi e in parallelo al costante monitoraggio strutturale dei mercati, dovrà essere definita una *Roadmap* relativa alla progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo per le diverse tipologie di utenza, da proporre al Ministero dello sviluppo economico e alla Presidenza del Consiglio dei ministri.

Le linee di intervento, relativamente al settore dell'energia elettrica, muovono dall'evidenza che le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita a clienti connessi in bassa tensione richiedono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento

⁴ In particolare è stato considerato, per il solo settore del gas naturale, l'indicatore relativo agli *switching* non completati e, per entrambi i settori, l'indicatore relativo all'indisponibilità delle misure attinenti allo *switching* entro le tempistiche previste.

regolatorio alla completa liberalizzazione del mercato, con l'opportunità di mantenere attivi, allo stato, gli strumenti di tutela per i clienti domestici. Peraltro, viene considerato come, nell'ambito del mantenimento dei servizi di tutela, possa essere attuata una rimodulazione graduale delle attuali misure di tutela che operano sul lato dell'offerta, con la finalità di favorire l'espansione del ruolo del mercato libero. In tale ambito, un primo indirizzo potrebbe riguardare la previsione di strutture della componente del prezzo del servizio di maggior tutela, a copertura del costo di approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica, completamente allineate al prezzo medio del mercato "a pronti", cui tutti i fornitori hanno eguale accesso. Questa misura rimuoverebbe qualsiasi potenziale asimmetria tra le modalità di approvvigionamento del servizio di maggior tutela effettuate dall'Acquirente unico e quelle accessibili a tutti gli operatori. Alternativamente, o in un secondo tempo, potrebbero essere introdotte forme ancora più attenuate di protezione, quali l'imposizione dell'obbligo di offerta, mutuando gli schemi già in vigore in Europa. Tali forme potrebbero comportare, a titolo di esempio, la previsione di un obbligo in capo a tutti i venditori di prevedere un'offerta con una struttura di prezzo e con condizioni contrattuali standard, tali da permettere una facile comparazione da parte dei clienti finali. Infine, sempre con riferimento ai clienti domestici, dovranno essere effettuati ulteriori e specifici approfondimenti anche sul ruolo della domanda, per valutare la capacità dei clienti finali di effettuare scelte consapevoli e di verificare i risultati delle scelte effettuate, per esempio approfondendo il livello complessivo di conoscenza e di capacitazione rispetto al mercato da parte di tutti i clienti finali. Deve essere infatti sottolineato come il successo della liberalizzazione dell'attività di vendita sia legato anche alla proattività di una porzione sufficientemente ampia dei clienti: il ruolo attivo del cliente finale permette di stimolare la concorrenza tra i venditori, ciascuno dei quali si troverà a fronteggiare una domanda più reattiva ai prezzi e ai servizi offerti.

Sempre con riferimento al settore elettrico, nel rapporto viene evidenziato come i clienti in bassa tensione altri usi siano, rispetto ai clienti domestici, generalmente più capaci di trarre vantaggio dalla concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. Tuttavia,

potrebbe essere opportuno investigare maggiormente le dinamiche concorrenziali e le caratteristiche di tali clienti, anche in ragione della loro capacità di comprensione del mercato, al fine di identificare una differenziazione di tale tipologia (per esempio, per classi di consumo) nell'ambito del suddetto processo di riforma degli strumenti di protezione. È stato altresì evidenziato come nel processo di rimozione dei servizi di tutela per i clienti non domestici debbano essere definiti, da un lato, idonee attività di preparazione dei clienti finali e, dall'altro, specifici obblighi a carico dei venditori. In tale contesto rientrano, a titolo di esempio, gli interventi volti ad aumentare l'informazione ai clienti finali sulla rimozione degli strumenti di tutela, quali la promozione di specifiche campagne pubblicitarie sul tema, che dovrebbero essere messe in atto con sufficiente anticipo rispetto all'evoluzione degli strumenti di tutela stessi, affinché i clienti finali possano cogliere al meglio le opportunità date dalla concorrenza. Relativamente, invece, a specifici obblighi in capo ai venditori, sarebbe possibile nell'ambito delle offerte libere imporre, anche in questo caso, l'obbligo di offrire una opzione con formato di prezzo e contenuto di servizio standardizzati, così da facilitare la confrontabilità delle offerte di venditori alternativi. Infine, per migliorare la funzionalità del mercato, il processo dovrebbe essere allineato all'entrata in piena operatività del Sistema informativo integrato (SII). Il SII potrà, infatti, consentire di migliorare l'esperienza dei clienti finali in occasione dello *switching*, semplificando e rendendo tracciabili le diverse fasi del suddetto processo e minimizzando criticità attualmente presenti. Inoltre, attraverso il SII sarà possibile realizzare un più incisivo controllo da parte delle istituzioni preposte alla protezione dei clienti, le quali disporranno tempestivamente di informazioni circa eventuali malfunzionamenti dei processi di gestione del cliente finale e potranno individuare per tempo comportamenti non funzionali messi in atto dai diversi attori coinvolti nei suddetti processi. Tutto questo contribuirà ad aumentare la fiducia dei piccoli clienti nel mercato libero e, quindi, a promuovere lo sviluppo di tale mercato. Per questo motivo, l'entrata in piena operatività del SII deve essere considerata una pre-condizione per la rimodulazione degli strumenti di tutela dei clienti di massa.

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

Disposizioni per l'installazione e l'utilizzo di sistemi di accumulo

Con la delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel, l'Autorità ha definito alcune prime disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alle modalità di accesso e di utilizzo della rete. Il provvedimento delinea le norme finalizzate a consentire la gestione dei sistemi di accumulo, prevedendo che tali sistemi siano trattati come singoli impianti di produzione o come gruppi di generazione che costituiscono un unico impianto di produzione.

In merito alle modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica, la citata delibera prevede che ai fini del corrispettivo per la connessione si applichino le medesime disposizioni che regolano gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento: corrispettivi a forfait per le connessioni alle reti in media e in bassa tensione e corrispettivi correlati ai costi effettivi e proporzionali alla potenza per le connessioni in alta e altissima tensione. In merito all'erogazione del servizio di dispacciamento si prevede, in via transitoria, che:

- in presenza di altri gruppi di generazione su uno stesso punto di connessione alla rete, sia lasciata agli utenti del dispacciamento o ai produttori la facoltà di definire una unità di produzione specifica per i sistemi di accumulo installati, separata dagli altri gruppi di generazione, oppure di considerare i predetti sistemi come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l'unità di produzione, fermi restando i criteri generali previsti dal Codice di rete di Terna per la definizione di unità di produzione;
- un'unità di produzione caratterizzata da soli sistemi di accumulo sia considerata un'unità di produzione programmabile, equiparata a un'unità di pompaggio;

- un'unità di produzione caratterizzata da diversi gruppi di generazione, tra cui almeno un sistema di accumulo, perlomeno in fase di prima applicazione, sia considerata un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione, diversi dai sistemi di accumulo che la costituiscono, e che, pertanto, un sistema di accumulo installato presso un impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili non programmabili possa comporre, con tale impianto, un'unica unità di produzione non programmabile.

La delibera 574/2014/R/eel prevede, inoltre, che se l'energia prelevata dalla rete serve solo per l'alimentazione dei sistemi di accumulo e per quella dei servizi ausiliari di eventuali impianti di produzione, tali prelievi siano valorizzati sulla base del prezzo zonale orario, senza che vengano applicate le tariffe di trasmissione e distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema. Qualora invece il prelievo di energia elettrica dalla rete sia utilizzato anche per l'alimentazione di unità di consumo, oltre all'applicazione delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e degli oneri generali, la relativa valorizzazione avverrà a prezzo unico nazionale (con l'unica eccezione dei sistemi connessi alle reti di alta e altissima tensione in cui l'energia elettrica destinata agli accumuli viene valorizzata sulla base del prezzo zonale orario, ferma restando l'applicazione delle componenti tariffarie).

Relativamente al servizio di misura, il provvedimento in esame definisce che sia erogato secondo quanto già previsto in materia di misura dell'energia elettrica prodotta e che le relative apparecchiature di misura rispondano alle fattispecie tecniche delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Inoltre, la medesima delibera precisa pure che l'installazione di sistemi di accumulo non è operativamente compatibile con gli incentivi previsti dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio

2006 (Il Conto energia fotovoltaico) nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in regime di scambio sul posto.

Infine, come stabilito nella delibera 18 dicembre 2014, 642/2014/R/eel, tutti i sistemi di accumulo per i quali viene presentata la richiesta di connessione dalla data di entrata in vigore della delibera 574/2014/R/eel (21 novembre 2014) devono obbligatoriamente rispettare i requisiti tecnici indicati per i sistemi di accumulo dalle varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione non abilitate e in particolare per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

Con la delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel, l'Autorità, ha proceduto alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili, precedentemente definita con la delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, annullata dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 limitatamente alla parte relativa ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori. Il resto della delibera continua a trovare applicazione, e in particolare rimane l'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento, di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

La sentenza ha, dunque, stabilito che:

- le unità di produzione alimentate da fonti non programmabili sono assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti, al fine di tutelare il mercato nella sua interezza;
- in ragione delle peculiarità delle singole fonti, non è possibile equiparare tali fonti *sic et simpliciter* a quelle programmabili;
- gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non devono essere socializzati sui clienti finali o sui produttori di fonti programmabili, per evitare di realizzare una discriminazione non giustificabile.

La suddetta delibera 522/2014/R/eel, a decorrere dall'1 gennaio 2015, prevede:

- bande per l'energia oggetto di sbilanciamento differenziate per le diverse fonti rinnovabili, consentendo di tenere conto

delle specificità delle singole fonti. Tali soglie, ulteriormente maggiorate rispetto a quelle proposte nel documento per la consultazione 20 giugno 2014, 302/2014/R/eel, sono pari a:

- il 49% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'8% del programma in relazione a punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti;
- l'1,5% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche).

Tali soglie potranno essere oggetto di successiva revisione, in riduzione, per tenere conto sia dell'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti (e, di conseguenza, della produzione di energia elettrica), sia del fatto che una partecipazione più attiva all'MI dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti;

- che al di sopra della banda, l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate programmabili e delle unità di consumo; mentre al di sotto della banda, l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento sia valorizzata con un corrispettivo unitario, che tenga conto del rapporto tra la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento non già allocata alle fonti rinnovabili non programmabili (cioè al netto dei corrispettivi al di sopra delle bande) – e riferita a ciascuna zona di mercato –, e la somma dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento, rientrante all'interno delle medesime bande. Al di sotto della banda, pertanto, avviene una sorta di compensazione economica e di redistribuzione dei corrispettivi totali di sbilanciamento tra tutte le fonti rinnovabili non programmabili, per zona di mercato.

Le disposizioni sopra descritte consentono di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti

alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati in capo ai clienti finali. In alternativa alla predetta disciplina e al fine di aumentare la flessibilità, gli utenti del dispacciamento possono scegliere l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento senza banda (ossia adottando la modalità in essere per le unità di produzione programmabili non abilitate), evitando quindi la compensazione economica e la redistribuzione. Infine, il menzionato provvedimento stabilisce che, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 (data di entrata in vigore della delibera 281/2012/R/efr) e il 31 dicembre 2014, Terna applichi i corrispettivi di sbilanciamento definiti dalla delibera n. 111/06 (art. 40, commi 40.4 e 40.5), ossia nella versione antecedente alla delibera 281/2012/R/efr successivamente annullata.

Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale – Modalità per il teledistacco, in situazioni di emergenza, degli impianti eolici e fotovoltaici connessi in media tensione

Con la delibera 2 agosto 2012, 344/2012/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente la prima versione dell'Allegato A72 al Codice di rete predisposto da Terna, relativo alla *Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale* (RIGEDI). La prima versione dell'Allegato A72 prevedeva che, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, qualora non fossero state possibili altre azioni, venissero disconnessi alcuni impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari). Successivamente, il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) ha aggiornato la norma CEI 0-16, definendo i requisiti tecnici di cui devono disporre gli impianti fotovoltaici ed eolici con potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti di media tensione, affinché sia possibile operare il teledistacco in condizioni di emergenza. Tali disposizioni già trovano applicazione per gli impianti di produzione da connettere in media tensione, per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa è successiva al 31 dicembre 2012.

In seguito all'aggiornamento della norma CEI 0-16, Terna, previa consultazione, ha aggiornato l'Allegato A72 al Codice di rete, definendo le condizioni per le comunicazioni tra la medesima Terna e

le imprese distributrici (che a loro volta saranno tenute a inviare il segnale di teledistacco agli impianti di produzione connessi alle proprie reti di distribuzione ai quali si applica il medesimo Allegato A72), nonché i requisiti dei sistemi che le imprese distributrici devono implementare.

Con la delibera 7 agosto 2014, 421/2014/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A72 nella versione aggiornata da Terna, prevedendo che:

- tale Allegato trovi applicazione a decorrere dall'1 settembre 2015, tenendo conto delle tempistiche tecniche comunicate dalle imprese distributrici per la sua implementazione;
- il par. 8.8.6.5 della norma CEI 0-16 – Edizione III e l'Allegato M alla medesima norma si applichino anche agli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere in media tensione, per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa sia antecedente all'1 gennaio 2013, affinché sia più efficace, qualora necessaria, l'applicazione dell'Allegato A72; e che tali impianti di produzione debbano essere allo scopo adeguati entro il 31 gennaio 2016;
- sia introdotto un premio, secondo modalità analoghe a quelle già adottate con la delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, finalizzato a promuovere l'implementazione della parte del sistema di teledistacco di propria competenza, entro il 31 agosto 2015, cioè in tempo utile per l'applicazione dell'Allegato A72;
- le imprese distributrici, che dispongono almeno di una cabina primaria direttamente connessa alla RTN, implementino, entro il 31 agosto 2015, un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco;
- i costi sostenuti dalle imprese distributrici per gli investimenti derivanti dal provvedimento trovino copertura tramite le tariffe di distribuzione;
- le imprese distributrici verifichino l'effettiva installazione, da parte dei produttori, dei sistemi atti a consentire il teledistacco, nonché il loro corretto funzionamento; e che tali verifiche siano effettuate tramite prove da remoto, in relazione all'effettivo invio, al ricevimento e all'implementazione del segnale;
- con modalità analoghe a quelle già attivate con la delibera 84/2012/R/eel, sia sospesa l'erogazione degli incentivi, da parte del GSE, nel caso di esito negativo del procedimento di verifica effettuato dalle imprese distributrici o nel caso in cui vi

sia evidenza di disapplicazioni della delibera 421/2014/R/eel da parte dei produttori di energia elettrica;

- non siano fissate, al momento, modalità di remunerazione per la mancata produzione degli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione, in considerazione del fatto che tale mancata produzione dovrebbe essere molto limitata e inferiore alle ore equivalenti annue per le quali, come già indicato nel Codice di rete di Terna, non è prevista alcuna remunerazione.

Infine, con la delibera 26 febbraio 2015, 79/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la regolazione in materia, stabilendo che tutte le imprese distributrici, che dispongono almeno di una cabina primaria (e non più solo quelle che dispongono di cabine primarie direttamente connesse alla RTN), sono tenute a implementare un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica, connessi alle reti di media tensione. La delibera fissa anche, posticipandola al 31 gennaio 2016, la scadenza entro la quale le imprese distributrici, che dispongono solo di una o più cabine primarie non direttamente connesse alla RTN, dovranno completare gli interventi tecnici di *retrofit* necessari a implementare il sistema centralizzato. Infine, la delibera 79/2015/R/eel conferma come definitivi i valori dei premi già stabiliti dalla delibera 421/2014/R/eel, per promuovere l'implementazione da parte dei produttori della parte del sistema di teledistacco di propria competenza.

Orientamenti per la regolazione dei Sistemi di distribuzione chiusi

Con il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 644/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in materia di regolazione dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), suddivisi in RIU e altre reti private.

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, che ha recepito la direttiva 2009/72/CE, le RIU e le altre reti private sono SDC. Ai sensi della medesima direttiva, gli SDC sono a tutti gli effetti sistemi di distribuzione con obbligo di connessione di terzi, purché i terzi connessi non comportino il venir meno dei requisiti necessari per rispettare la definizione medesima di SDC.

Più in dettaglio, un SDC è «*un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e[...] non rifornisce clienti civili, se:*

- a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
- b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate».*

Come già evidenziato dall'Autorità nella segnalazione 17 luglio 2014, 348/2014/I/eel, il quadro normativo nazionale non è ancora completo, poiché occorrerebbe rilasciare una concessione o una sub concessione affinché il gestore di un SDC possa esercitare a pieno titolo l'attività di distribuzione e poiché occorrerebbe precisare se è consentita o meno la realizzazione di nuovi SDC, fermo restando il rispetto della loro definizione.

In attesa del completamento del quadro normativo, con il documento per la consultazione 644/2014/R/eel l'Autorità ha presentato i propri orientamenti limitatamente alle RIU e agli altri SDC esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 – legge che ne ha legittimato l'esistenza – ritendendo, tuttavia, che nuovi SDC possano essere realizzati con il consenso del gestore di rete concessionario e nel rispetto della loro definizione (in tali casi troverebbe comunque applicazione la regolazione indicata nel medesimo documento per la consultazione 644/2014/R/eel).

L'Autorità, come indicato nel documento per la consultazione 644/2014/R/eel, intende implementare un modello regolatorio che abbia le seguenti caratteristiche essenziali:

- il gestore dell'SDC deve essere considerato alla stregua di un qualsiasi altro gestore di rete, evitando che le imprese distributrici concessionarie debbano farsi carico di costi non direttamente imputabili alle loro attività. Il gestore dell'SDC assumerebbe, quindi, maggiori responsabilità rispetto a quelle limitate al servizio di misura e alle perdite di rete;
- la regolazione deve essere applicabile a tutti gli SDC, senza che debba essere modificato alcun sistema informatico di Terna, delle imprese distributrici e delle società di vendita; l'SDC verrebbe visto, quindi, come una rete di distribuzione;
- la nuova regolazione deve richiedere poche modifiche agli attuali sistemi di gestione delle anagrafiche e agli attuali sistemi di fatturazione.

Dal punto di vista tariffario, con il documento per la consultazione 644/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti:

- le tariffe di trasmissione e di distribuzione definite dall'Autorità non trovano applicazione per i clienti finali dell'SDC, ferma restando l'applicazione delle disposizioni dell'Autorità in relazione ai punti di interconnessione tra l'SDC e la rete pubblica. Il gestore dell'SDC è tenuto ad applicare, ai clienti finali connessi alla propria rete, i relativi costi. Ciò implicherebbe anche che i gestori degli SDC non siano ammessi ai meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti previsti dall'Autorità. Un cliente finale, qualora chiedesse l'applicazione delle tariffe definite dall'Autorità, potrebbe richiedere la connessione alla rete del gestore concessionario diverso dal gestore dell'SDC (eventualmente per il tramite della rete privata, ma alle condizioni garantite dalla rete pubblica);
- gli oneri generali di sistema trovano piena applicazione per tutti i clienti finali connessi agli SDC diversi dalle RIU; nel caso delle RIU, tali oneri trovino piena applicazione per l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica e, in misura pari al 5% del valore unitario delle componenti A e MCT, trovino applicazione anche sull'energia elettrica consumata in sito e non prelevata, coerentemente con quanto disposto dalla legge n. 99/09 e dal decreto legge n. 91/14.

Con il citato documento per la consultazione, l'Autorità ha anche manifestato la volontà di non volere invece implementare un modello regolatorio analogo a quello che transitoriamente è stato utilizzato per il Polo di Terni (RIU per la quale l'Autorità è intervenuta formalmente a seguito di un'apposita istruttoria).

Il documento per la consultazione 644/2014/R/eel, inoltre, introduce anche elementi finalizzati a garantire il contenimento dell'estensione delle RIU, dando attuazione all'art. 7, comma 4, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010; indica il 31 dicembre 2015 come data ultima per richiedere la qualifica di RIU, fermo restando il rispetto, alla data del 15 agosto 2009, dei requisiti previsti dalla legge n. 99/09; presenta altresì i criteri per operare le necessarie restituzioni degli oneri generali indebitamente versati ai gestori di rete, nel caso di RIU che storicamente sono state trattate come se non fossero tali (cioè come se ogni singolo cliente finale in esse presente fosse direttamente connesso alla rete pubblica), dando attuazione all'art. 7, comma 2, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 e dando seguito ad alcune istanze già pervenute presso l'Autorità.

Infine, il documento per la consultazione 644/2014/R/eel prevede che, in relazione agli SDC diversi dalle RIU e per il periodo compreso

tra il 15 agosto 2009 e il 31 dicembre 2015, il relativo gestore provveda a versare gli oneri generali di sistema relativi all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica, secondo modalità definite dalla CCSE (prevedendo anche la possibilità di effettuare pagamenti rateali).

Testo unico sulla produzione

Nel 2014 l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico sulla produzione*, raccogliendo in un unico documento le norme relative alla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Con questo documento si è inteso fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo. Il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili

Con la delibera 12 giugno 2014, 277/2014/II/efr, l'Autorità ha approvato e pubblicato la relazione per l'anno 2014 sullo *Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili*.

Nel 2013 l'incidenza delle fonti rinnovabili nella produzione elettrica è risultata essere pari al 37% del totale e corrispondente a più di 108 TWh; in termini di potenza efficiente lorda, tale incidenza è di poco inferiore a 50 GW (di cui oltre la metà attribuibile a impianti eolici e fotovoltaici), ovvero confrontabile con il fabbisogno di potenza alla punta (pari a 53,9 GW).

La rapida crescita delle fonti rinnovabili osservata ha avuto impatti sulle reti, sui mercati e sul dispacciamento, nonché l'impatto economico previsto per effetto degli attuali strumenti di sostegno e della attesa loro evoluzione al 2020.

Con riferimento alle reti elettriche, si evidenziano:

- gli effetti relativi al problema della saturazione virtuale delle reti, che limita l'ingresso di nuovi operatori e che, a seguito degli interventi dell'Autorità, esaltati anche dalla riduzione degli incentivi, si sono molto attenuati;

- gli effetti relativi alle perdite di rete e alle inversioni di flusso, considerato che le inversioni di flusso aumentano tali perdite per effetto della doppia trasformazione di tensione.

Con riferimento ai mercati, si evidenziano:

- gli effetti relativi al cambiamento del profilo dei prezzi sull'MGP, con la formazione di un profilo di prezzo sensibilmente differente rispetto a quello tipico di alcuni anni fa, con prezzi più elevati dei prezzi nelle ore diurne, nelle ore pre-serali, quando viene meno parte della produzione rinnovabile (in particolare, il fotovoltaico) con costi variabili nulli. In tali ore pre-serali emerge l'esigenza, da parte degli impianti termoelettrici, di copertura dei costi variabili di produzione in un numero ridotto di ore;
- gli effetti relativi alle nuove modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici (con particolare riferimento ai cicli combinati a gas) che, da impianti finalizzati a coprire il carico di base, stanno gradualmente diventando impianti destinati a

coprire le punte di carico, necessitando di una maggiore flessibilità, con conseguente riduzione dei rendimenti.

Con riferimento, infine, al dispacciamento, la non programmabilità e l'aleatorietà delle fonti rinnovabili comportano un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e rendono più complessa la costituzione dei margini di riserva; ciò determina un aumento dei costi di dispacciamento, oltre che una loro maggiore volatilità e una minore prevedibilità.

Per quanto riguarda l'impatto sui clienti finali degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili (regimi commerciali speciali e meccanismi di incentivazione), il rapporto mostra il dato relativo al 2013, pari a circa 10,6 miliardi di euro e coperto per più del 90% dalla componente A₃, oltre che i relativi trend per i successivi anni; si prevede che gli oneri posti in capo alla collettività si stabilizzino nei prossimi anni attorno al valore di 12,5 miliardi di euro per poi aumentare, nel 2016, a 13,5 miliardi di euro, per effetto della sostituzione dei certificati verdi con strumenti incentivanti amministrati.

Progetti pilota e sperimentazioni

Progetti pilota promossi dall'Autorità (smart grids, storage, mobilità elettrica)

In coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, l'Autorità ha avviato, negli anni scorsi, alcuni progetti pilota per la sperimentazione di nuove modalità di gestione del sistema elettrico in relazione alle sfide poste dall'innovazione tecnologica.

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*).

Pur nella diversità degli argomenti trattati, l'approccio sviluppato dall'Autorità per adeguare la regolazione tecnico-economica delle infrastrutture e dei mercati dell'energia elettrica a queste tendenze innovative è contraddistinto dal *favor* nei confronti dei progetti pilota per la sperimentazione in un contesto reale su piccola scala. Per tali progetti pilota, che accedono a forme di remunerazione speciale o di incentivazione a fronte dell'innovazione, sono previste, da una parte, modalità trasparenti di selezione (basate su criteri di tipo costo/beneficio) e, dall'altra, meccanismi di disseminazione dei risultati in modo da favorire lo sviluppo della conoscenza tra tutti i soggetti interessati (inclusi quelli che non portano avanti direttamente le sperimentazioni).

Per un'illustrazione di maggior dettaglio delle sperimentazioni già attuate dall'Autorità, si rimanda alle precedenti *Relazioni Annuali*, a partire dalla *Relazione Annuale 2010*.

Nel corso del 2014, sono state definite le modalità operative per gli SdA *power intensive* (determina 17 luglio 2014, 12/2014 – DIUC) e per l'avvio delle prove di connessione dei primi SdA, c.d. *energy intensive*. Inoltre, l'Autorità ha indicato nel proprio *Quadro strategico 2015–2018* la necessità di prevedere che le sperimentazioni dei sistemi di accumulo connessi alla RTN, realizzati da Terna, dovranno essere oggetto di attento monitoraggio, a supporto della disseminazione delle informazioni sui relativi livelli prestazionali e al fine di valutare la possibilità, per gli accumuli *energy driven*, di introdurre regimi di gestione da parte di soggetti terzi rispetto a Terna, da individuare attraverso apposite procedure concorsuali, nel rispetto della sicurezza di sistema.

Riguardo ai sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (*e-mobility*), l'Autorità ha avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento alla ricarica dei veicoli in luoghi accessibili al pubblico. Le sperimentazioni sono state condotte con diversi modelli organizzativi di riferimento: modello "distributore" (un progetto selezionato), modello "service provider in esclusiva" (due progetti inizialmente selezionati, di cui uno successivamente ritirato), modello "service provider in concorrenza" (due progetti selezionati). Nel corso del 2014, l'Autorità ha partecipato 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. Sempre nel corso del 2014, si è svolta l'attività di disseminazione condotta con la collaborazione di RSE (giornata di studio del 21 maggio 2014).

Nell'ambito del procedimento per la modifica della regolazione del quinto periodo elettrico, con il documento per la consultazione 5/2015/R/eel l'Autorità ha già delineato, in termini generali, le linee di intervento per lo sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica, con l'illustrazione della necessità di uno spostamento verso una logica *smart*, che possa contribuire al contenimento degli investimenti di rete. Nello stesso documento, l'Autorità ha espresso le proprie 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, che statuisce il principio per cui tale servizio deve essere svolto in condizioni competitive.

L'Autorità ha, inoltre, avanzato alcune proposte per il contenimento dei costi nella fase di *roll-out* dell'innovazione, con particolare riferimento alle *smart grids*, nell'ambito della Indagine conoscitiva sui servizi di comunicazione *machine-to-machine* (M2M), condotta dall'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (cfr. il Capitolo 1, Vol. II).

Assessment dell'analisi costi-benefici del progetto Green-Me

Dal 2009, il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER) ha raccomandato di valutare i progetti dimostrativi sulla base di analisi costi-benefici (ACB). Alcuni Stati hanno già effettuato analisi di questo tipo, come evidenziato dal recente rapporto del CEER *Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions*.

Nel 2014 l'Autorità, con il supporto di esperti dell'*International Smart Green Action Network* (ISGAN) e dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori per l'energia (ACER), è stata coinvolta in un caso di ACB di un progetto *smart grids* da svilupparsi su larga scala, denominato *Green-Me* (*Grid integration of REnewables Energy sources in the North-Mediterranean*).

Il progetto *Green-Me* ha un carattere transfrontaliero, in quanto copre una vasta area tra il Nord Italia e il Sud della Francia; è stato ideato e proposto da un consorzio che coinvolge due operatori delle reti di trasmissione (Terna in Italia, RTE in Francia) e due operatori di rete di distribuzione (Enel Distribuzione in Italia, ERDF in Francia). Nel 2013, *Green-Me* è stato selezionato come progetto di interesse comune (PCI), a norma dei regolamenti (UE) 347/2013 e (CE) 1391/2013.

L'ACB è stata effettuata dai proponenti del progetto, al fine di richiedere un finanziamento sotto forma di sovvenzione per i lavori, in base al *Connecting European Facility* (*Energy, Call 2014*), seguendo la metodologia del *Joint Research Center* (JRC – Agenzia della commissione europea).

I risultati attesi del progetto sono una più profonda integrazione delle fonti rinnovabili diffuse, grazie al miglioramento della prevedibilità della generazione, nonché dell'automazione e del controllo delle reti di media tensione, secondo un approccio integrato già testato in progetti pilota in Italia sotto la supervisione e il finanziamento dell'Autorità (delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10).

I due promotori italiani del progetto *Green-Me* hanno presentato all'Autorità una richiesta congiunta per la valutazione delle

esternalità positive rilevanti relative alla parte italiana del progetto, ai sensi dell'art. 14 (4) del regolamento (UE) 347/2013; la stessa richiesta è stata inoltrata dalla controparte francese del progetto al regolatore francese.

L'Autorità italiana ha analizzato i benefici che possono derivare dal progetto *Green-Me* con stime più prudenti, collaborando contemporaneamente con l'Autorità di regolazione francese per evitare gli effetti di un "doppio conteggio" dei benefici.

Gli indicatori utilizzati nell'ACB includono la riduzione dei costi di manutenzione, gli investimenti evitati o differiti, un miglioramento dell'efficienza del mercato dei servizi ausiliari, un miglioramento della qualità del servizio e gli effetti ambientali dovuti alla riduzione dell'energia primaria da fonti non rinnovabili. L'analisi costi/benefici eseguita per *Green-Me* costituisce al momento un'applicazione pionieristica dell'approccio ACB per la valutazione di progetti di *smart grids*.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità ha svolto, anche nel 2014, le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007. In particolare:

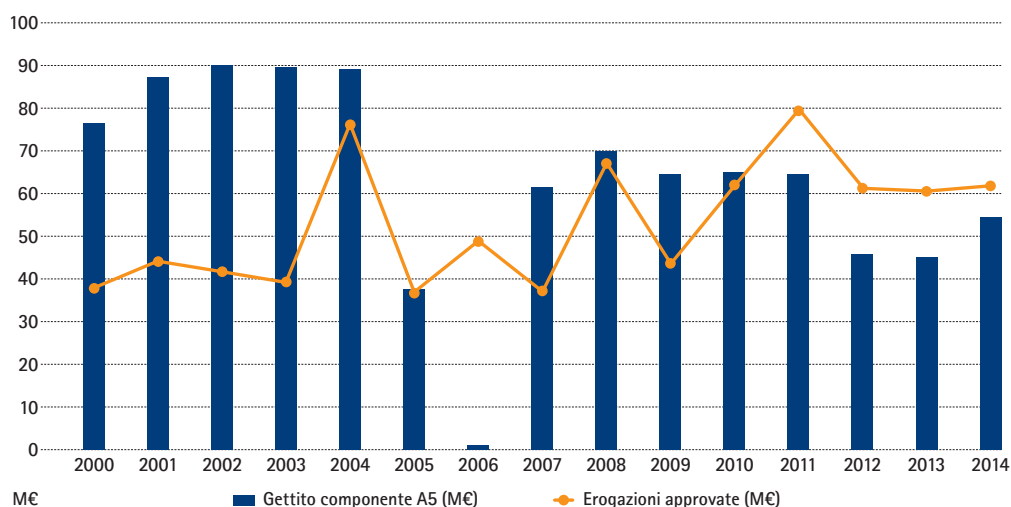
- ha predisposto la proposta di Piano operativo annuale 2014 della Ricerca di sistema elettrico;
- ha predisposto lo schema di proposta di Piano triennale 2015–2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale;
- ha approvato i criteri per la predisposizione dello schema di bando di gara per la selezione 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 gestito le attività per il perfezionamento del bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale, di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale, e le attività connesse alla procedura di invio delle proposte di progetto;

- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero, a seguito di procedura concorsuale;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul Fondo per la ricerca di sistema elettrico e disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della Ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già ampiamente illustrati nelle precedenti *Relazione Annuale* dell'Autorità. Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_5 , che alimenta l'apposito Fondo istituito presso la CCSE, per effetto della delibera dell'Autorità 26 settembre 2013, 405/2013/R/com, nel corso del 2014 esso è stato pari a circa 51,5 milioni di euro, come mostrato nella figura 2.1, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

FIG. 2.1

Gettito della componente A₅
ed erogazioni approvate
Milioni di euro



Fonte: CCSE.

Piano operativo annuale 2014 della Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 16 ottobre 2014, 495/2014/rds, l'Autorità ha inviato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di Piano operativo annuale della Ricerca di sistema elettrico per l'annualità 2014, poi approvato con decreto del medesimo ministro dell'11 dicembre 2014. Il Piano è dotato di risorse per 58 milioni di euro interamente destinati al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR. Il Piano è finalizzato alla conclusione delle attività intraprese negli anni precedenti, nonché all'implementazione dell'accordo sottoscritto l'8 agosto 2014 dal ministero, dalla Regione autonoma della Sardegna, da ENEA e Sotacarbo, per lo *Sviluppo di un polo tecnologico per la ricerca sul carbone pulito e la costruzione di una centrale elettrica clean coal technology*. La ripartizione delle risorse finanziarie del Piano è mostrata nella tavola 2.3.

Piano triennale 2015–2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Nel corso del 2014, l'Autorità ha avviato l'iter per la predisposizione della proposta di Piano triennale 2015–2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale. Lo schema di proposta è stato elaborato, perfezionato e quindi trasmesso, con la delibera 12 marzo 2015, 105/2015/Rds, al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e alla CCSE, ai fini dell'acquisizione, per gli aspetti

di competenza, dei rispettivi pareri, come previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006. Una volta acquisiti i suddetti pareri, l'Autorità provvederà a inviare la proposta al Ministero dello sviluppo economico, ai fini della sua approvazione.

Bandi di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico

Con il decreto del Direttore Generale del Ministero dello sviluppo economico per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, del 30 giugno 2014, è stato approvato un bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale e dotato di risorse per 34 milioni di euro; lo schema di detto bando di gara era stato predisposto dalla Segreteria operativa del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) e inviato al Ministero dello sviluppo economico con la delibera dell'Autorità 24 ottobre 2013, 468/2013/rds. Il decreto ha previsto che le proposte di progetto potessero essere presentate dal 15 settembre al 17 novembre 2014, utilizzando una procedura informatica appositamente predisposta dal consorzio CINECA, con la supervisione della Segreteria operativa. Entro i termini fissati sono pervenute 67 proposte di progetto. Attualmente la documentazione è oggetto di valutazione per la verifica dei requisiti formali necessari per l'ammissione alla valutazione del merito.

Con la delibera 27 marzo 2014, 130/2014/rds, l'Autorità ha inoltre approvato i criteri per la predisposizione dello schema di bando di

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2014 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	Contributo
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	19,9
Evoluzione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	4,0
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	5,4
Generazione distribuita e reti attive	8,7
Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico	1,8
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	24,1
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	
Energia elettrica da biomasse ^(A)	4,6
Energia elettrica da fonte eolica	0,8
Energia elettrica da fonte solare	3,0
Energia elettrica dal mare	1,1
Energia elettrica da fonti geotermiche	0,6
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili ^(B)	2,5
Energia nucleare	
Fissione	2,5
Fusione	9,0
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	14,0
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	7,7
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico ^(C)	3,5
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	1,4
Mobilità elettrica	1,4
Totale	58,0

(A) Di cui, svolte dai soggetti attuatori del Polo tecnologico del Sulcis: 0,5 M€.

(B) Di cui, svolte dai soggetti attuatori del Polo tecnologico del Sulcis: 2,0 M€.

(C) Di cui, svolte dai soggetti attuatori del Polo tecnologico del Sulcis: 0,5 M€.

Fonte: MSE.

gara per la selezione dei progetti di ricerca fondamentale, di cui all'art. 10, comma 2, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, sempre previsto dal medesimo Piano operativo annuale 2013, dotato di risorse per 16 milioni di euro, e ha inoltre dato mandato alla Segreteria operativa di predisporre una proposta di schema di bando di gara.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA e di verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008

Nel corso del 2014, le attività di valutazione e di verifica hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2013 di RSE e di ENEA, sia per

quanto concerne l'ammissione al finanziamento, sia per la verifica finale dei risultati conseguiti, nonché della congruità e della pertinenza delle spese sostenute. Per le attività di valutazione *ex ante*, l'Autorità si è avvalsa degli esperti individuati con le delibere 22 maggio 2014, 229/2014/rds e 230/2014/rds, mentre per le attività di verifica finale gli esperti sono stati individuati con le delibere 24 luglio 2014, 365/2014/rds, e 16 ottobre 2014, 493/2014/rds. In esito a tali attività di verifica, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle attività e disposto l'erogazione delle relative quote di contribuzione, rispettivamente con le delibere 23 ottobre 2014, 517/2014/rds, per quanto riguarda RSE, e 15 gennaio 2015, 4/2015/rds, per ciò che concerne ENEA.

In relazione al CNR, con la delibera 20 novembre 2014, 572/2014/rds, sono stati individuati gli esperti per la verifica dei risultati conseguiti, nonché della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle

spese sostenute nell'ambito del Piano di realizzazione 2011–2012. L'attività di verifica è stata conclusa nei primi mesi del 2015.

Sono, inoltre, proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008.

In particolare:

- con le delibere 23 gennaio 2014, 10/2014/rds, e 2 ottobre 2014, 475/2014/rds, sono stati approvati lo stato di avanzamento, il consuntivo finale e l'erogazione delle quote di contribuzione del progetto *Apparato estensibile con funzioni integrate di automazione, monitoraggio, interruzione e protezione per reti elettriche in media tensione* (AIIP);
- con le delibere 23 gennaio 2014, 11/2014/rds, e 2 ottobre 2014, 473/2014/rds, sono stati approvati l'estensione della durata, il consuntivo finale e l'erogazione della quota di contribuzione del progetto *Micrete in isola per distribuzione di energia elettrica, dotata di PMS per controllo di generatori FER, di carichi e interscambio con rete pubblica* (S_GRID);
- con la delibera 6 febbraio 2014, 35/2014/rds, sono stati approvati lo stato di avanzamento e l'erogazione della quota di contribuzione 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);
- con le delibere 6 marzo 2014, 94/2014/rds, e 9 novembre 2014, 548/2014/rds, sono stati approvati lo stato di avanzamento, il consuntivo finale e l'erogazione delle quote di contribuzione del progetto *Archivio telematico per il riferimento nazionale di reti di distribuzione elettrica: modelli e simulazioni di scenari evolutivi per i nuovi profili di generazione e carico* (Atlantide);
- con la delibera 3 aprile 2014, 157/2014/rds, è stata approvata l'estensione della durata del progetto *Utilizzo sinergico di corona pulsata e microonde per migliorare il rendimento di conversione in energia elettrica da pirogassificazione* (Develtart);
- con la delibera 3 aprile 2014, 158/2014/rds, sono stati approvati lo stato di avanzamento e l'erogazione della quota di contribuzione del progetto *Sidera Trigenerazione ad Alto Rendimento* (Star);
- con la delibera 30 aprile 2014, 198/2014/rds, sono state approvate l'estensione della durata e la sostituzione del capofila del progetto *Nuovi materiali e nuove tecnologie per un cogeneratore prototipo a combustione interna* (MATEC);
- con la delibera 3 luglio 2014, 327/2014/rds, sono state approvate la sostituzione del capofila e ulteriori varianti 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 grids (SDG);

- con la delibera 31 luglio 2014, 382/2014/rds, è stata approvata l'estensione della durata del progetto *Contributo delle masse estranee estese alla rete di terra globale* (METERGLOB);
- con le delibere 31 luglio 2014, 383/2014/rds, e 16 ottobre 2014, 494/2014/rds, sono stati approvati lo stato di avanzamento, la modifica della compagine e una duplice estensione della durata del progetto *Sviluppo di un sistema innovativo di produzione di energia elettrica alimentato da rifiuti degli allevamenti avicoli* (ENERGAVI);
- con le delibere 2 ottobre 2014, 474/2014/rds, sono state approvate la rimodulazione dei costi e delle attività e l'estensione della durata del progetto *Criteri innovativi per la gestione della rete MT – Esercizio della rete MT in schema magliato* (SCHEMA);
- con la delibera 27 novembre 2014, 585/2014/rds, sono stati approvati il consuntivo finale e l'erogazione della quota di contribuzione del progetto *Sistema per la razionalizzazione energetica residenziale con integrazione del condizionamento estivo* (SIRRCE);
- con la delibera 6 febbraio 2014, 34/2014/rds, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'esclusione del progetto *Sviluppo tecnologico di processi di gassificazione ad alto rendimento per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili* (BioHyTech) dalle graduatorie approvate con decreto del medesimo ministero del 16 febbraio 2010. Il ministero ha accolto la proposta dell'Autorità il 23 settembre 2014;
- con la delibera 29 maggio 2014, 243/2014/rds, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la revoca del contributo concesso per il progetto *Produzione distribuita di energia elettrica e calore da pirolisi di matrici organiche residuali* (Piro4MiniPower), approvato con decreto del medesimo ministero del 16 febbraio 2010. Il ministero ha accolto la proposta dell'Autorità il 24 settembre 2014.

Per effetto dei summenzionati provvedimenti, nel corso del 2014 sono stati erogati contributi per circa 58,5 milioni di euro nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico a favore di RSE, ENEA e CNR (rispettivamente 29,9, 25,5 e 1,3 milioni di euro) e 1,8 milioni di euro a favore degli assegnatari dei progetti AIIP, S_GRID, Smartgen, Atlantide, Star e SIRRCE. Sono stati, infine, revocati finanziamenti per circa 2 milioni di euro, relativamente ai progetti BioHyTech e Piro4MiniPower.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA

Nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e CNR, RSE ed ENEA, nel corso del 2014 sono

stati conclusi o sono stati sviluppati 25 progetti (Tav. 2.4): 11 a opera di RSE, 5 del CNR, 11 di ENEA (due progetti sono stati svolti, in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE). I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono pubblici e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della Ricerca di sistema.

TEMA DI RICERCA	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Evoluzione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	RSE
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	RSE
Generazione distribuita e reti attive	RSE
Accumulo di energia elettrica	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per la generazione e l'accumulo di energia	CNR
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Energia elettrica da biomasse	RSE
Sviluppo di sistemi per la produzione di energia elettrica da biomasse e l' <i>upgrading</i> dei biocombustibili	ENEA
Energia elettrica da fonte eolica e da fonte marina	RSE
Studi e valutazioni sulla produzione di energia elettrica dalle correnti marine e dal moto ondoso	ENEA
Energia elettrica da fonte solare	ENEA/RSE
Energia elettrica da fonti geotermiche	RSE
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo dei combustibili fossili	ENEA
Sviluppo di competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di quarta generazione	ENEA
Attività di fisica della fusione complementari a ITER	ENEA
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Risparmio di energia elettrica nei settori civile, industria e servizi	ENEA/RSE
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	ENEA
Climatizzazione solare ad adsorbimento	CNR
Utilizzo del calore solare e ambientale per la climatizzazione	ENEA/RSE
Uso pulito dei combustibili fossili ai fini del risparmio energetico	CNR
Risparmio di energia elettrica attraverso l'uso efficiente di tecnologie innovative	CNR
Tecnologie abilitanti per la Ricerca di sistema elettrico: componentistica e materiali	CNR
Prodotti e processi per il miglioramento dell'efficienza energetica nell'elettromobilità	ENEA
Mobilità elettrica	RSE

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2014 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

3.

Regolamentazione nel settore del gas

settoriale

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto illustrato nel Capitolo 2 (paragrafo "Regolamentazione dell'unbundling") di questo volume, poiché

la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile esposta in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Per questa parte si rinvia a quanto illustrato nel Capitolo 2 (paragrafo "Certificazione del gestore del sistema di trasmissione e di

trasporto") di questo volume, in relazione alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2014 la disciplina del bilanciamento non ha subito variazioni significative rispetto all'assetto delineato nel 2013 con l'introduzione della sessione di mercato *locational*. Le delibere approvate riguardano aspetti di dettaglio o implementativi del quadro di mercato disciplinate dalle precedenti delibere. In particolare, tali

provvedimenti prevedono miglioramenti e ottimizzazioni volti alla trasparenza e all'efficientamento del sistema di bilanciamento del gas, anche in coerenza con l'evoluzione in corso a livello europeo:

- le delibere 23 gennaio 2014, 12/2014/R/gas; 31 gennaio 2014, 27/2014/R/gas; 13 febbraio 2014, 57/2014/R/gas; 6 marzo 2014, 97/2014/R/gas; 3 aprile 2014, 159/2014/R/gas, hanno

approvato le modifiche ai Codici di rete, al Codice di stoccaggio, alle condizioni di accesso al Punto di scambio virtuale (PSV) e alla convenzione tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME);

- la delibera 27/2014/R/gas ha anche chiarito le modalità di valorizzazione del prezzo di sbilanciamento nel caso in cui le diverse risorse attivate nell'ambito della sessione di mercato *locational* siano remunerate a prezzi diversi; ha inoltre precisato come Snam Rete Gas sia tenuta a considerare i quantitativi di gas oggetto di reintegro del *line-pack* e dello stoccaggio ai fini della definizione dei quantitativi da approvvigionare nella sessione di mercato *locational*. Infine, prendendo atto della scarsa liquidità che ha caratterizzato il mercato *locational* fino a quel momento e riconoscendo anche che le difficoltà degli utenti di approvvigionare gas flessibile per il bilanciamento sono dovute a cause strutturali del mercato, il provvedimento ha prorogato il regime transitorio introdotto dalla delibera 28 novembre 2013, 552/2013/R/gas; essa prevede limiti al prezzo dell'offerta presso la sessione di mercato *locational* da parte del responsabile del bilanciamento Snam Rete Gas, per limitare gli oneri a carico degli utenti, relativi a una scarsa disponibilità dei quantitativi di gas necessari a coprire il fabbisogno atteso per il bilanciamento della rete;
- la delibera 7 agosto 2014, 422/2014/R/gas, ha introdotto alcune disposizioni funzionali al miglioramento della trasparenza delle informazioni in merito all'intervento di Snam Rete Gas nel mercato *locational*, imponendo alla stessa Snam l'obbligo di pubblicare sul proprio sito internet sia i criteri adottati per la determinazione delle risorse di *line-pack* e di capacità di stoccaggio, che possono essere rese disponibili nell'ambito della sessione di mercato *locational*, sia il valore determinato in esito a detti criteri;
- la delibera 9 ottobre 2014, 485/2014/R/gas, ha modificato le modalità di offerta nel mercato *locational* delle risorse soggette a reintegro di *line-pack* e stoccaggio nella disponibilità del trasportatore. Secondo la nuova modalità, gli utenti possono effettuare una sola offerta (anziché due) e, indipendentemente dalla destinazione del reintegro (*line-pack* o stoccaggio), si forma un unico *merit-order* delle offerte (anziché due distinti).

Nel corso del 2014, sono state avviate le attività necessarie per il recepimento del regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014,

che introduce alcune modifiche sostanziali al modello attuato fino a oggi. Si è svolta l'attività di coordinamento con gli operatori di sistema (Snam Rete Gas, Stogit e GME) e una prima consultazione pubblica degli *stakeholders* in merito alle opzioni che il regolamento lascia agli Stati membri.

Nel documento per la consultazione 27 luglio 2014, 373/2014/R/gas, sono stati tracciati gli elementi essenziali del disegno di mercato e, nello specifico, quelli che devono essere implementati fin dalla prima fase di avvio del nuovo meccanismo. Il documento, su proposta di Snam, identifica l'1 ottobre 2015 come data di inizio del nuovo regime di bilanciamento.

Le principali innovazioni, che saranno introdotte in attuazione del predetto regolamento, riguardano:

- l'individuazione delle risorse di bilanciamento: il regolamento identifica specifici prodotti standardizzati di breve termine che il responsabile del bilanciamento compra o vende su una piattaforma informatica (in Italia gestita dal GME), sulla base delle offerte degli operatori, senza fare più riferimento alla provenienza fisica del gas oggetto dei prodotti (stoccaggio o altro);
- la configurazione del diverso ruolo assegnato a Snam Rete Gas quale responsabile del bilanciamento ai fini dell'approvvigionamento delle medesime risorse (e quindi all'adozione delle relative azioni di bilanciamento). Snam non si limita a intervenire per l'approvvigionamento di risorse quantitativamente determinate sulla base di dettagliate disposizioni dell'Autorità (per esempio, lo sbilanciamento complessivo del sistema come determinato ai sensi del comma 1.1 della delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11), ma a essa viene assegnato un ruolo di responsabilità attiva nel fornire segnali di prezzo nel mercato, anche mediante interventi infragiornalieri, al fine di orientare e incentivare gli operatori a bilanciare tra loro le rispettive posizioni;
- il ruolo svolto dall'Autorità nei confronti delle azioni di bilanciamento, che il responsabile è tenuto a compiere. L'Autorità svolge un compito di verifica e di monitoraggio dell'attività del responsabile del bilanciamento, al fine di promuovere condotte efficienti, anche mediante l'introduzione di specifici meccanismi di premi/penalità.

In considerazione delle difficoltà a reperire risorse liquide di gas a breve termine per il bilanciamento, e tenuto conto che tale necessità

persisterà anche nel futuro regime, è stata approvata la modifica al Codice della società GNL Adriatico, al fine di aumentare le risorse flessibili di gas. Tale modifica consente di aumentare la flessibilità del terminale (variazione del *send-out* con un breve preavviso), fissando anche i corrispettivi applicabili in caso di accesso e attivazione di

tale servizio. L'approvazione di questo Codice avvia un periodo di sperimentazione che terminerà alla fine del 2015. Le informazioni e i risultati raccolti saranno essenziali per valutare l'opportunità e l'efficienza di ulteriori nuove modifiche, che potranno costituire la base per l'offerta del servizio nel periodo successivo.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale in vigore nel periodo 2009-2013

Il meccanismo premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza), come definito dai provvedimenti dell'Autorità, considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi con riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex ante* (obiettivi di miglioramento annuo), la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla regolazione. Con riferimento alla prima componente, il meccanismo premia *ex post* i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori, in presenza di minori dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, rispetto agli obiettivi di miglioramento annui definiti dall'Autorità con appositi provvedimenti.

Nel 2013 si è concluso il periodo di vigenza delle disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, prorogate al 31 dicembre 2013, introdotte con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, recante *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG 2009-2013).

In particolare, in relazione alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale relativo al 2012, con la delibera 16 ottobre 2014, 497/2014/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per i recuperi di sicurezza relativi a 160 imprese di distribuzione. La stessa delibera ha rinviato a un successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per altre tre imprese di distribuzione, che hanno chiesto di essere ascoltate nell'audizione finale dinanzi al Collegio dell'Autorità, e per cinque imprese di distribuzione coinvolte negli eventi sismici del maggio 2012. Al fine di valutare le conseguenze degli effetti del terremoto, sono stati avviati degli approfondimenti tecnici, con particolare riguardo alle dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi.

Per le tre imprese che hanno richiesto di essere audite, i premi e le penalità sono stati determinati con la delibera 26 febbraio 2015, 76/2015/R/gas.

Per l'anno 2012, complessivamente, sono stati erogati premi per 35,9 M€ e penalità per 7,5 M€ di cui la metà differite al 2013.

Per quanto riguarda l'anno 2013, con la delibera 31 luglio 2014, 386/2014/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici Bresciana Infrastrutture Gas, CH4 Lizzano del geom. Paolo Bonucci C., Italfiuid, Liguria Gas, Sato Service Energia, Tisga e Vergas l'adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione del gas; tali obblighi di comunicazione sono strumentali alla fissazione dei premi e delle penalità per le imprese

distributrici, oltreché alla verifica, da parte dell'Autorità, dell'attuazione della stessa regolazione.

Con la delibera 11 settembre 2014, 443/2014/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici Ages, Asec, Ausa Multiservizi, Giudicarie Gas, Italfiuid, Liguria Gas, Multiservizi S.B., Unipersonale, Pedemontana Distribuzione Gas, Salerno Energia Distribuzione, Scoppito Servizi e Vergas la comunicazione dei dati relativi alla qualità del servizio per gli anni 2011, 2012 e 2013. Tali dati sono indispensabili ai fini della determinazione degli obiettivi annui di miglioramento (livelli di partenza e livelli tendenziali) relativi alla componente dispersioni per ogni impianto di distribuzione del gas naturale e, successivamente, della definizione dei premi/penalità relativi ai recuperi di sicurezza del periodo 2014-2019.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

La delibera 6 giugno 2014, 261/2014/R/gas, ha modificato la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019* (RQDG 2014-2019) nella parte relativa al computo del tempo di attivazione della fornitura su richiesta del cliente finale, rendendo, dunque, coerenti le disposizioni della RQDG 2014-2019 con quelle della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, che disciplina gli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Infatti, tale delibera prevede, a favore del cliente finale, che il tempo di attivazione della fornitura sia computato a decorrere dal ricevimento, da parte dell'impresa distributtrice, di tutta la documentazione predisposta dal cliente finale, e non più dal momento dell'accertamento documentale con esito positivo a opera dell'impresa distributtrice.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas per il periodo 2014-2019

Con la delibera 16 ottobre 2014, 496/2014/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici Asec, Ausa Multiservizi, Azienda Servizi di Bressanone, Compagnia Generale Metanodotti, D.I.M. Gas, Salerno Energia Distribuzione, Italfiuid, Liguria Gas, Metagas, Metanprogetti, Multiservizi S.B. Unipersonale, Tisga e Vergas la comunicazione dei dati di performance del servizio di misura del gas

naturale, strumentali all'accertamento dell'Autorità circa l'applicazione delle disposizioni regolatorie.

Con la delibera 30 ottobre 2014, 532/2014/R/gas, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014-2019, per le imprese distributrici partecipanti alla regolazione premi/penalità del servizio di distribuzione del gas naturale, escludendo gli impianti con un numero di clienti finali, al 31 dicembre 2013, inferiore a 1.000.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha, inoltre, deciso di rinviare la determinazione degli obiettivi annui di miglioramento per gli impianti delle imprese coinvolte dagli eventi sismici del 2012, coerentemente con quanto stabilito con la delibera 497/2014/R/gas. L'Autorità ha, infine, stabilito di escludere dalla regolazione 2014-2019 gli impianti con un numero di clienti finali, al 31 dicembre 2013, inferiore a 1.000, per le imprese che non hanno dato un seguito all'intimazione di cui alla delibera 443/2014/E/gas.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas naturale

L'Autorità ha previsto anche nel 2014 programmi mirati di controlli e verifiche ispettive volti ad accertare la corretta attuazione di quanto programmato dalla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, soprattutto in materia di sicurezza, a tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Tali controlli e verifiche ispettive sono effettuati con la collaborazione della Guardia di Finanza. Con la delibera 27 febbraio 2014, 74/2014/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è quello di appurare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento.

Nel corso del 2014, per le violazioni in materia di servizio di pronto intervento risultanti al termine delle verifiche ispettive, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 15 gennaio 2015, 1/2015/S/gas, nei confronti di Metagas;
- delibera 26 febbraio 2015, 73/2015/S/gas, nei confronti di ATAC Civitanova Unipersonale;
- delibera 12 marzo 2015, 103/2015/S/gas, nei confronti di SES Reti; delibera 19 marzo 2015, 110/2015/S/gas, nei confronti di Salerno Energia Distribuzione.

Sempre in materia di pronto intervento gas, in esito alle verifiche effettuate, sono stati avviati i procedimenti sanzionatori o prescrittivi con le delibere 6 marzo 2014, 92/2014/S/gas, 13 marzo 2014, 102/2014/S/gas, e 27 marzo 2014, 126/2014/S/gas, nei confronti delle imprese COMEST, Sinergas e Metaedil. Con la delibera 29 maggio 2014, 238/2014/E/gas, l'Autorità ha inoltre approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2013, 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 2009-2013.

Infine, con la delibera 17 luglio 2014, 342/2014/E/gas, l'Autorità ha approvato per il periodo 1 ottobre 2014 – 30 settembre 2015, 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas nei confronti di altrettante 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 17 aprile 2014, 177/2014/R/gas, l'Autorità ha disposto una modifica alla *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RQTG 2014-2017, delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas), nonché la precisazione di alcuni aspetti di carattere applicativo e la rettifica di alcuni errori materiali.

Con la delibera 12 giugno 2014, 282/2014/R/gas, l'Autorità ha dato esecuzione all'ordinanza n. 301/2014 del TAR Lombardia di adozione di un provvedimento di riesame della questione sottesa al ricorso proposto da Snam Rete Gas avverso la RQTG 2014-2017, in riferimento al tema dell'odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto. Con tale provvedimento l'Autorità ha confermato le modalità applicative di individuazione degli usi finali del gas soggetto all'obbligo di odorizzazione da parte delle imprese di trasporto, vale a dire gli usi non tecnologici disciplinati dal *Testo integrato settlement gas* (Allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas).

Sempre in relazione alla RQTG 2014-2017, con la delibera 18 dicembre 2014, 636/2014/R/gas, è stata integrata la disciplina

degli indennizzi automatici, in riferimento agli standard di continuità del servizio di trasporto (numero massimo di interruzioni e numero massimo di giorni di interruzione/riduzione della capacità di trasporto), individuando i soggetti destinatari degli indennizzi automatici. Nello specifico, l'impresa di trasporto è tenuta a erogare gli indennizzi automatici ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto coinvolti tramite gli utenti del servizio, mentre per gli indennizzi automatici destinati ai *city gate* è stato previsto, nelle more di un successivo provvedimento dell'Autorità, il temporaneo accantonamento dei relativi importi da parte dell'impresa di trasporto.

Con la delibera 3 aprile 2014, 156/2014/E/gas, è stata chiusa l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, a seguito dell'incidente accaduto il 18 gennaio 2012 sulla rete nazionale di trasporto del gas naturale in località Tresana (MS); è stato inoltre disposto che, alla conclusione delle indagini dell'autorità giudiziaria, Snam Rete Gas trasmetta agli Uffici dell'Autorità una relazione sulle cause dell'emergenza.

Infine, con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, è stata anche avviata un'indagine conoscitiva in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, in relazione a un evento verificatosi il 20 febbraio 2014 nel comune di Serra Riccò (Genova), che ha 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.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, è stato pubblicato il documento per la consultazione 10 luglio 2014, 336/2014/R/gas, nel quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti volti a:

- migliorare alcuni aspetti inerenti alla sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio (e in particolare le *flow line*) in analogia a quanto disposto con la delibera 602/2013/R/gas in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale;
- focalizzare, in materia di continuità del servizio, la regolazione sulla continuità effettivamente erogata agli utenti del servizio;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale;

- semplificare, per tutti e tre gli ambiti regolati, gli obblighi di comunicazione all'Autorità.

Con la delibera 4 dicembre 2014, 596/2014/R/gas, l'Autorità ha, quindi, approvato la nuova *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018* (RQSG 2015-2018). I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQSG riguardano:

- con riferimento alla sicurezza del servizio di stoccaggio:
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio, entro il 31 dicembre 2016 e con riferimento alle reti in acciaio, sia di messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line*, sia di collegamento e di tele sorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa;
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio, a partire dal 2015, di effettuare l'ispezione di ogni tratto di *flow line* di collegamento in acciaio non protetto catodicamente tramite *pig*¹, ove tecnicamente possibile, con frequenza triennale;
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di dotarsi di strumenti tali da assicurare la registrazione vocale delle chiamate telefoniche ricevute e di comunicare ogni emergenza di servizio al Comitato italiano gas (CIG), che a sua volta provvederà a darne tempestiva comunicazione all'Autorità;
- con riferimento alla continuità del servizio di stoccaggio:
 - l'introduzione di uno standard specifico sul numero massimo dei giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati, la cui entrata in vigore è fissata all'1 gennaio 2016. Il valore dello standard specifico, su base annua, è posto a due giorni equivalenti alla capacità intera di interruzioni/riduzioni della capacità conferita a seguito di interventi non programmati di responsabilità dell'impresa di stoccaggio che impattano sulla capacità conferita;
 - l'eliminazione degli obblighi di servizio relativi alla disponibilità di punta di erogazione per il servizio di modulazione, al fine di evitare sovrapposizioni con il sopravvenuto contesto normativo;

- con riferimento alla qualità commerciale del servizio di stoccaggio:

- l'eliminazione degli obblighi di servizio relativi:
 - + al tempo di gestione delle richieste di accesso al servizio presentate in corso di anno;
 - + al tempo di comunicazione agli utenti delle allocazioni mensili;
 - + al tempo di comunicazione agli utenti della revisione delle capacità conferite a seguito di trasferimenti;
- la trasformazione in uno standard specifico dell'obbligo di tempestività, relativo al tempo di comunicazione agli utenti di accettazione delle richieste di cessione di capacità, e la sua modifica in un tempo minimo di comunicazione agli utenti di accettazione delle richieste di cessione di capacità;
- la trasformazione in uno standard specifico dello standard generale relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni;
- l'introduzione di uno standard specifico relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento;
- l'innalzamento a 2.500 € del valore dell'indennizzo automatico base, che l'impresa di stoccaggio è tenuta a corrispondere all'utente in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

Riguardo gli obblighi di comunicazione all'Autorità, è stato previsto che, fatta eccezione per le emergenze di servizio, la comunicazione dei dati inerenti alla sicurezza, alla continuità e alla qualità commerciale, avvenga solo su specifica richiesta da parte dell'Autorità.

I Codici di stoccaggio dovranno essere aggiornati in conformità a quanto disposto dalla nuova RQSG e sottoposti all'approvazione dell'Autorità entro il 31 maggio 2015.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 40/2014/R/gas, l'Autorità ha aggiornato la disciplina di regolazione degli accertamenti della sicurezza post-contatore, superando anche alcune criticità riscontrate nel periodo di applicazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40. Le principali innovazioni riguardano:

¹ 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.

- l'estensione, a decorrere dall'1 gennaio 2015, degli accertamenti anche agli impianti di utenza a gas dei clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- l'aggiornamento su base Istat dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per l'effettuazione degli accertamenti;
- i requisiti tecnico-professionali che il personale non dipendente dell'impresa distributtrice deve possedere per svolgere l'attività di accertatore;
- l'innalzamento del contributo unitario per i Comuni che decidono di effettuare le verifiche sugli impianti di utenza a gas;
- l'eliminazione della procedura su l'accertamento impedito;
- l'applicazione degli accertamenti della sicurezza post-contatore ad alcune casistiche di impianti modificati o trasformati;
- il rinvio della entrata in vigore degli accertamenti della sicurezza post-contatore degli impianti in servizio, in attesa della pubblicazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, del decreto di attuazione di un reale sistema di verifiche degli impianti al servizio degli edifici.

Successivamente, con la delibera dell'Autorità 261/2014/R/gas, è stata apportata una ulteriore modifica alla disciplina degli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas; ciò è stato realizzato mediante l'introduzione di un obbligo, per l'impresa distributtrice, di effettuare il monitoraggio degli accertamenti documentali relativi agli impianti nuovi che hanno richiesto l'adozione del rapporto tecnico di compatibilità.

Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas, l'Autorità ha riformato i requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione anticipata alle disposizioni del *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM).

Con le delibere 7 novembre 2014, 552/2014/R/gas, e 5 febbraio 2015, 36/2015/R/gas, l'Autorità ha successivamente approvato gli aggiornamenti del Codice di trasporto di Snam Rete Gas necessari all'avvio sia della piattaforma comune europea di allocazione transfrontaliera

(denominata "Prisma"), istituita dalle principali imprese di trasporto europee, sia delle aste per il conferimento di capacità secondo le nuove regole imposte dalla delibera 137/2014/R/gas.

L'intervento dell'Autorità ha permesso, dunque, di anticipare di oltre un anno, rispetto alla data di entrata in vigore, l'implementazione delle disposizioni del regolamento CAM che promuovono il conferimento congiunto delle capacità transfrontaliere, favoriscono maggiore liquidità e flessibilità dei mercati e stimolano la convergenza dei prezzi del gas a livello europeo. Il regolamento CAM definisce, infatti, norme trasparenti e non discriminatorie per il conferimento della capacità che tutti i Paesi membri dell'Unione europea sono tenuti a rispettare. Sono definite, tra l'altro, le norme per l'armonizzazione delle procedure di conferimento tra sistemi

interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare le aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema all'altro, senza necessariamente acquisire la capacità in uscita da un sistema e la capacità di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

Con la delibera 7 agosto 2014, 419/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato i meccanismi proposti da Snam Rete Gas per l'implementazione delle disposizioni di cui alla delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas, in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazione 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, da attuare a partire dall'1 ottobre 2013.

Accesso al servizio di stoccaggio

L'anno termico 2014-2015 ha rappresentato in Italia la prima esperienza di conferimento pressoché totale della capacità di stoccaggio secondo i criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia e in Europa, caratterizzata – al momento delle prime aste di marzo 2014 – da differenziali stagionali tra i più bassi degli ultimi anni e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2014, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo. In questa situazione, la modalità di organizzazione secondo un calendario prefissato di aste mensili per il conferimento della capacità di stoccaggio, da marzo a settembre, sulla base della delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, ha inteso perseguire tre obiettivi generali:

- la massimizzazione del riempimento dello stoccaggio a favore della sicurezza delle forniture nel periodo invernale e dell'economicità delle stesse; per questa ragione è stato previsto un prezzo di riserva nullo per le capacità (offerte come prodotto con iniezione mensile) che, se non conferite, non sarebbero state più disponibili per il riempimento;

- la minimizzazione degli oneri sul sistema corrispondenti al reintegro dei ricavi delle imprese di stoccaggio sino ai ricavi assicurati dalla regolazione tariffaria;
- l'individuazione di un valore uniforme dello stoccaggio da considerare nella definizione delle condizioni economiche di fornitura per i clienti in regime di tutela. Infatti, la prima asta di marzo 2014, negoziata a prezzo marginale, ha previsto anche una riserva per i soggetti fornitori di clienti di piccole dimensioni.

Con le delibere di pari data 13 marzo 2014, 108/2014/R/gas e 109/2014/R/gas, l'Autorità ha poi determinato le modalità di calcolo dei prezzi di riserva per ciascuna impresa di stoccaggio, tenendo conto:

- della differenza, attesa sulla base delle quotazioni *forward* presso l'*hub* TTF nei giorni precedenti a ogni procedura, tra il prezzo ricondotto al PSV del gas con consegna nel periodo invernale e il prezzo del gas con consegna nel precedente periodo estivo;
- dei costi associati al conferimento e all'utilizzo della capacità di stoccaggio, ossia dei costi relativi alla capacità di trasporto presso i punti di entrata e uscita interconnessi con lo stoccaggio e i consumi di iniezione e di erogazione;
- degli oneri finanziari derivanti dall'immobilizzazione del gas in stoccaggio.

A partire dalle aste successive al 16 maggio 2014, con la delibera 16 maggio 2014, 220/2014/R/gas, i prodotti quotati presso l'*hub* TTF sono stati integrati con gli analoghi prodotti quotati al PSV, in modo da tener conto di un inatteso ampliamento, nell'aprile 2014, della differenza tra i prezzi estivi nei due *hub*.

Il sistema di aste sequenziali, con le allocazioni distribuite nel corso dell'anno (e non con un'asta *one shot*), ha consentito di valorizzare la capacità di stoccaggio in modo da rispecchiare l'andamento del mercato (prezzi estivi) e le sue aspettative (prezzi a termine invernali). Tale sistema ha, inoltre, permesso agli operatori all'ingrosso di programmare l'approvvigionamento e gli strumenti di flessibilità a esso correlati in modo progressivo, secondo le rispettive esigenze. La prima asta di marzo 2014, a prezzo marginale, per il conferimento del servizio necessario alla modulazione tipica della clientela civile e/o tutelata, ha allocato più del 60% della capacità per il servizio di punta. Tutta la capacità offerta a inizio del corrente anno termico dagli operatori di stoccaggio è stata allocata attraverso una sola

asta della società Edison Stoccaggio e 16 aste della società Stogit. Di queste ultime, quattro aste sono state caratterizzate dal conferimento di quantitativi irrisori rispetto all'offerta, anche a causa del livello dei prezzi di riserva. Nonostante ciò, il processo di conferimento si è concluso con più di due mesi di anticipo rispetto al termine fissato di settembre 2014.

Successivamente, con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas, sono state definite 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 per l'anno termico 2014-2015. In particolare, si è previsto che la Cassa conguaglio per il settore elettrico saldi mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2014 – 30 marzo 2015, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 28 marzo 2013, 121/2013/R/gas.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2015-2016. Col precedente documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 661/2014/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti 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 dalla delibera 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2015-2016, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. A ciò si aggiunga che i livelli di consumo risultano sensibilmente ridotti rispetto ai massimi storici, con la conseguente riduzione della quota che deve essere coperta necessariamente dallo stoccaggio.

In particolare, anche per il 2015, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Infine, con la delibera 19 febbraio 2015, 64/2015/R/gas, sono state definite le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei consumi tecnici di stoccaggio per il periodo 1 aprile 2015 – 31 marzo 2016. Le modalità di attribuzione dei consumi tecnici, introdotte con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas, tengono conto del fatto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso).

Infine, con le delibere 26 febbraio 2015, 80/2015/R/gas e 81/2015/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 pubblicati, come stabilito dal decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con il documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 617/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato la riforma della disciplina di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali.

I criteri atti a garantire agli utenti l'accesso al servizio di rigassificazione del GNL e ad assicurare l'imparzialità e la neutralità della gestione delle infrastrutture sono stati inizialmente definiti con la delibera 1 agosto 2005, n. 167, in un contesto del sistema gas caratterizzato dalla scarsità della capacità di rigassificazione disponibile e dall'assenza di strumenti idonei a contrastare efficacemente le eventuali ipotesi di accaparramento della stessa capacità. L'attuale contesto si caratterizza, invece, per l'abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in Europa.

Anche l'assetto normativo del sistema gas si è fortemente evoluto rispetto al quadro legislativo nell'ambito del quale si erano definite le disposizioni della delibera n. 167/05. In particolare, il recepimento

delle direttive europee in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni, nonché l'introduzione di un sistema di bilanciamento di mercato, hanno reso più agevole e flessibile l'accesso alle infrastrutture di interconnessione transfrontaliere e hanno fatto emergere solidi riferimenti di mercato anche per l'individuazione del valore delle varie risorse del sistema.

Ai terminali di rigassificazione è richiesta sempre di più la disponibilità a fornire agli utenti un accesso flessibile, sia attraverso l'offerta di servizi di tipo *spot*, sia mediante la previsione di modalità di utilizzo delle capacità contrattualizzate adeguate a un contesto dinamico. È emersa, conseguentemente, l'esigenza, da parte degli utenti, di poter usufruire di regole di utilizzo della capacità conferita più flessibili – coerenti con la gestione di breve termine degli approvvigionamenti e della logistica del trasporto marittimo che si sta consolidando nel mercato del GNL – e che, pertanto, non impongano decisioni di programmazione troppo anticipate rispetto all'attuale contesto di mercato, nel quale gli operatori stabiliscono tipicamente le destinazioni dei carichi al massimo uno o due mesi prima della data di consegna.

In coerenza con gli indirizzi riportati nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, il documento per la consultazione 617/2014/R/gas ha proposto alcuni interventi mirati a promuovere l'utilizzo flessibile dei terminali di rigassificazione, tra cui:

- l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra gli utenti della capacità conferita;
- l'integrazione delle attuali disposizioni in tema di rilascio della capacità conferita, disciplinando la possibilità, per l'utente, di revocare l'eventuale messa a disposizione dell'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi della capacità non utilizzabile;
- la previsione che l'impresa di rigassificazione renda disponibile per il conferimento di tipo *spot*, sulla base di un criterio di tipo *first come/first served*, l'eventuale capacità non richiesta entro un termine definito nel Codice di rigassificazione;
- la riduzione da M-2 (due mesi prima) a M-1 (un mese prima) del termine per il rilascio della capacità conferita; termine oltre il quale la medesima capacità, in caso di mancato utilizzo, concorre alla possibile applicazione delle disposizioni previste per il caso di mancato utilizzo della capacità conferita.

In esito a tale processo di consultazione, la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, ha confermato, infine, i citati interventi proposti,

sui quali è emersa una generale condivisione da parte degli *stakeholders*, procedendo anche a un intervento di riordino della struttura della delibera n. 167/05. In particolare, l'Autorità, oltre a confermare l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra utenti della capacità conferita, ha anche precisato che tale cessione bilaterale di capacità da parte degli utenti possa avvenire pure nei confronti di terzi non ancora utenti. A integrazione di quanto emerso nell'ambito del processo consultivo, l'Autorità ha allineato al posticipo citato (da M-2 a M-1) anche le tempistiche previste relativamente alla disciplina dei corrispettivi per inosservanza della programmazione delle consegne di GNL. Infine, ultima integrazione a quanto proposto originariamente dal regolatore, la citata delibera prevede anche l'esplicitazione di un criterio di priorità nel conferimento della capacità primaria rispetto a quella resa disponibile dagli utenti.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2014 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 8 maggio 2014, 209/2014/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico finalizzata al recepimento delle disposizioni di cui alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il periodo di regolazione tariffaria 2014-2017;
- con la delibera 7 agosto 2014, 423/2014/R/gas, sono state approvate tre proposte di aggiornamento dei Codici di stoccaggio di Stogit ed Edison Stoccaggio, finalizzate al recepimento delle delibere 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, 85/2014/R/gas, 27 marzo 2014, 144/2014/R/gas, e 220/2014/R/gas; è stato inoltre disposto che le imprese di stoccaggio e l'impresa maggiore di trasporto predispongano una proposta di integrazione o di adeguamento dei propri Codici, al fine di consentire la costituzione del diritto

reale sul gas stoccato a garanzia di terzi, secondo la fattispecie del pegno irregolare. Ciò con l'obiettivo di facilitare l'accesso allo stoccaggio, riducendo gli oneri per l'immobilizzazione del gas, e di migliorare l'economicità del sistema delle garanzie anche a beneficio della liquidità del mercato all'ingrosso;

- con le delibere 419/2014/R/gas, 552/2014/R/gas e 36/2015/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas finalizzate all'attuazione della regolazione in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, nell'anno termico in corso l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da

rendere disponibili nell'ambito del 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.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Trasporto

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, con la delibera 27 novembre 2014, 584/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2015. Con la successiva delibera 11 dicembre 2014, 608/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2015.

Inoltre, con la delibera 29 maggio 2014, 245/2014/R/gas, l'Autorità ha accertato il conseguimento degli obiettivi di realizzazione degli interventi di sviluppo della Rete nazionale di gasdotti (*milestone*) relativi all'anno 2013 e ha contestualmente abrogato le disposizioni di cui alla delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11.

Rigassificazione

Il 27 febbraio 2014 è stato diffuso il documento per la consultazione 27 febbraio 2014, 80/2014/R/gas, recante gli approfondimenti e gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione di GNL. In virtù delle criticità emerse in sede di consultazione, con la delibera 10 luglio 2014, 335/2014/R/gas, l'Autorità ha ritenuto di non dare seguito alla proposta relativa all'applicazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione e di adottare, ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2015, i medesimi criteri utilizzati per le proposte tariffarie per l'anno 2014. Contestualmente ha previsto l'avvio, a partire dal 2015 (per le allocazioni relative al 2016), di procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità, al fine di garantire una allocazione più efficiente della

capacità di rigassificazione e un miglior funzionamento del mercato, rimuovendo i potenziali effetti distorsivi di una tariffa decrescente nel tempo.

Con la medesima delibera 335/2014/R/gas, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 438/2013/R/gas, l'Autorità ha:

- approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione di cui all'art. 22.1 della RTRG e i corrispettivi transitori di misura, relativi all'anno 2015, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- previsto, per la società Terminale GNL Adriatico, una deroga per la definizione del corrispettivo a copertura dei costi di ripristino, disponendo, altresì, che la società presenti una stima di tali oneri entro il 30 aprile 2015;
- approvato il corrispettivo per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio, offerti dalla società Terminale GNL Adriatico per l'anno 2015;
- sospeso il procedimento di approvazione della proposta tariffaria relativa all'anno 2015 per la società OLT Offshore LNG Toscana, fino al completamento dei procedimenti avviati con le delibere 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas, e 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas.

Inoltre, con la delibera 7 agosto 2014, 415/2014/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura dei supplementi di istruttoria relativi alla società OLT Offshore LNG Toscana avviati con le citate delibere 575/2013/R/gas e 604/2013/R/gas, determinando d'ufficio, in via definitiva, le tariffe per il servizio di rigassificazione relative al periodo transitorio 2012-2013 e all'anno 2014. Contestualmente, l'Autorità ha determinato per la medesima società, fino a una eventuale diversa decisione da parte di un'altra Autorità competente, i corrispettivi specifici per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio sulla base dei costi sottostanti tali servizi. Infine, con la delibera 23 dicembre 2014, 652/2014/R/gas, l'Autorità ha determinato la tariffa, relativa all'anno 2015, del servizio di rigassificazione e il corrispettivo dei servizi marittimi di rimorchio e ormeggio per la società OLT Offshore LNG Toscana.

Stoccaggio

Con la delibera 79/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe

e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quarto periodo di regolazione.

Con il documento per la consultazione 24 aprile 2014, 189/2014/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti, e con il successivo documento per la consultazione 7 agosto 2014, 417/2014/R/gas, la medesima Autorità ha presentato i propri orientamenti in relazione ai criteri di incentivazione per i nuovi investimenti, all'istituto del fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento e alle modalità di determinazione dei corrispettivi da applicare alla capacità assegnata *pro quota*.

I criteri di regolazione per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018 sono stati definiti con la delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas, con cui l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- fissare il tasso di remunerazione del capitale investito, pari al 6%;
- prevedere la revisione del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) disponendone l'aggiornamento con riferimento al valore del tasso *risk-free*; al fine di allineare le tempistiche di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito con gli altri servizi regolati, l'aggiornamento deve avvenire con riferimento alla determinazione dei ricavi per l'anno 2016;
- escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, prevedendo contestualmente una clausola di salvaguardia per le immobilizzazioni in corso realizzate entro il 31 dicembre 2014;
- prevedere che gli incrementi patrimoniali relativi a investimenti che entreranno in esercizio nel nuovo periodo di regolazione possano includere oneri finanziari capitalizzati in corso d'opera, entro un limite predeterminato;
- escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini del calcolo della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- prevedere la determinazione di ricavi provvisori sulla base di valori di pre-consuntivo dei nuovi investimenti e la rideterminazione dei suddetti ricavi in via definitiva sulla base di valori di consuntivo, in analogia a quanto previsto nel servizio di distribuzione del gas;

- adottare meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti che consentano di commisurare l'eventuale maggior remunerazione riconosciuta al valore del servizio erogato;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del c.d. *profit sharing* di fine periodo, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività, realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione;
- determinare, nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, i costi operativi riconosciuti, in modo da contemperare le esigenze di equilibrio economico finanziario delle imprese con un adeguato incentivo al recupero di efficienze, in analogia con quanto previsto per il servizio di trasporto;
- fissare il coefficiente di recupero di produttività, differenziato per impresa;
- prevedere un fattore correttivo volto, tra l'altro, ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti anche in caso di mancato utilizzo dell'infrastruttura, ovvero di una sua valorizzazione, tramite le procedure di allocazione competitiva della capacità, al di sotto del ricavo tariffariamente ammissibile; e che detto fattore correttivo sia applicato ai siti di stoccaggio in esercizio al 31 dicembre 2014, nonché ai siti di stoccaggio che saranno messi in esercizio anche successivamente a tale data, ma sviluppati in attuazione di normativa primaria, e ai siti individuati quali infrastrutture strategiche ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- prevedere una copertura parziale dei costi operativi nel fattore correttivo, al fine di fornire un rafforzato incentivo al contenimento dei medesimi costi;
- prevedere un meccanismo che consenta agli operatori esistenti di coprire i costi operativi incrementali derivanti dalla realizzazione di nuovi siti/livelli di stoccaggio, in coerenza con quanto previsto con i siti di stoccaggio realizzati dai nuovi operatori.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento in materia di fissazione del livello di copertura della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale del capitale investito netto per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione.

In attuazione delle disposizioni di cui al decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito nella legge 11 novembre 2014, n. 164,

l'Autorità ha avviato, con la delibera 27 novembre 2014, 586/2014/R/gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di integrazione dei criteri tariffari per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018; con particolare riferimento all'introduzione di meccanismi regolatori incentivanti, anche asimmetrici, per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, applicabili agli investimenti effettuati a decorrere dall'anno 2015. Con il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 656/2014/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alle modalità di determinazione degli incentivi per la realizzazione di capacità di punta addizionale e alle procedure con cui i soggetti interessati possono accedere ai suddetti meccanismi di incentivazione.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 15 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato:

- i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società 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;
- le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo, relativo all'anno 2014, approvato con la delibera 1 agosto 2013, 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.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, è stata definita la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il periodo di regolazione 2014-2019, inerenti alle concessioni comunali o sovracomunali, rinviando a un successivo provvedimento l'adozione di misure relative alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

Con riferimento a tali ultime tematiche, l'Autorità ha presentato i propri indirizzi nel documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas.

In merito alla definizione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dell'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture

di rete, nel documento sono state illustrate tre opzioni regolatorie, valutate sulla base della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR). Accanto all'ipotesi che prevede di calcolare i corrispettivi per ambito come media dei corrispettivi applicati alle cd. "vecchie gestioni" comunali e sovracomunali alle imprese medie e grandi, appartenenti alla classe di densità corrispondente, sono state previste due ipotesi alternative. La prima prevede di definire un corrispettivo differenziato per gli ambiti con più di 300.000 punti di riconsegna, assumendo come riferimento i valori relativi alle vecchie gestioni per le imprese di grandi dimensioni. La seconda opzione prevede corrispettivi differenziati per gli ambiti di concessione con un numero di punti di riconsegna inferiore a 100.000, ulteriormente diversificati in funzione della dimensione del soggetto aggiudicatario della gara d'ambito.

Nel documento è stato illustrato l'orientamento dell'Autorità di prevedere una differenziazione nella valorizzazione del riconoscimento, ai fini tariffari, delle immobilizzazioni nette nei casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente (valutazione a Valore industriale residuo – VIR²), rispetto ai casi in cui il gestore entrante e il gestore uscente coincidono (valutazione a *Regulatory Asset Base* – RAB³).

Nel documento, inoltre, sono state illustrate le posizioni dell'Autorità in merito all'introduzione di meccanismi che consentano di trattare situazioni marginali con livelli di RAB fortemente disallineati dalle medie di settore, proponendo l'utilizzo di un approccio di tipo parametrico, al fine di identificare le località con riferimento alle quali si potrebbe procedere a una rivalutazione delle RAB attualmente disallineate dalle medie di settore.

Dando seguito al citato documento per la consultazione, la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni della delibera 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con quelle relative alle gestioni per ambito di concessione.

Il provvedimento riflette sostanzialmente l'impostazione e gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 53/2014/R/gas, in merito alla determinazione di:

- corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e di gestione delle infrastrutture di rete;
- corrispettivi a copertura degli oneri di gara (*una tantum*, di cui al comma 8.1 del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226) e della quota annua, di cui al comma 8.2 del medesimo decreto;
- valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito e criteri per il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB;
- componenti della tariffa obbligatoria che riflettono, rispettivamente, gli oneri per il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e lo sconto tariffario offerto in sede di gara;
- criteri per la rivalutazione delle RAB disallineate dalle medie di settore (c.d. "RAB depresse"), da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti, non oggetto di trasferimento in sede di gara.

In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture di rete, è stata introdotta una differenziazione in funzione della dimensione dell'ambito.

Con riferimento agli ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è determinato come media aritmetica dei valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali, riferiti alle imprese di dimensione media e grande appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato ponendo l'*X-factor* pari a zero. Sono stati poi introdotti criteri di gradualità negli aggiornamenti per gli anni di concessione successivi al terzo.

Con riferimento agli ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è pari ai valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali, riferiti alle imprese di grandi dimensioni appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato

2 Il VIR, calcolato con il criterio della stima industriale, è la metodologia di calcolo per la valutazione del valore dell'impianto che deve essere riconosciuto al gestore uscente. Con il VIR il legislatore ha inteso riconoscere al gestore uscente un congruo indennizzo nel momento in cui, dovendo riconsegnare all'ente concedente l'impianto (che non può essere rimosso), il gestore stesso lascia sul territorio un bene che, potendo ancora essere utilizzato per la gestione del servizio da parte del nuovo concessionario, continua ad avere un valore (residuo) in termini industriali.

3 Rappresenta l'indicatore virtuale e forfettario di valore del capitale investito netto calcolato sulla base delle regole di volta in volta dettate dall'Autorità allo scadere di ogni quadriennio di regolazione tariffaria. La RAB rappresenta il valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località.

ponendo l'*X-factor* pari a zero. A partire dal quarto anno della gestione per ambito, si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni.

Nello stesso provvedimento è stato considerato il riconoscimento dei costi di cui al decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, a copertura:

- degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum*, di cui all'art. 8, comma 1, del decreto;
- degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'art. 8, comma 2, del decreto, pari all'1% della somma della remunerazione sia del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, sia della relativa quota di ammortamento annuale.

In merito al valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito, l'Autorità, in base al decreto legislativo 1 giugno 1993, n. 93, ha distinto i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente.

In particolare, per il periodo di affidamento, il valore iniziale delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:

- valore di rimborso, di cui all'art. 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente;
- valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori negli altri casi.

Nello stesso provvedimento è stato previsto l'allungamento delle vite utili dei cespiti ai fini della determinazione degli ammortamenti, in occasione del passaggio a gestione d'ambito. In relazione al trattamento dei contributi, è stata stabilita l'applicazione obbligatoria dell'opzione di degrado dei contributi in occasione del passaggio a gestione d'ambito.

Sono stati poi individuati i criteri per la rivalutazione delle c.d. "RAB depresse" rispetto ai valori medi riconosciuti, da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti non oggetto di trasferimento in sede di gara. In particolare, sono considerate come depresse le situazioni in cui il livello della RAB sia inferiore rispetto al 75% della valutazione parametrica, e il livello cui vengono riportate le RAB depresse è pari al 75% della valutazione parametrica. Rispetto alle ipotesi formulate in sede di consultazione risultano, pertanto, aumentati sia la platea dei possibili beneficiari, sia il livello obiettivo cui riallineare le RAB depresse.

Con la determina 23 gennaio 2014, 1/2014 – DIUC, sono state definite le modalità di esercizio dell'opzione di cui all'art. 2, comma 2, della delibera dell'Autorità 573/2013/R/gas in tema di trattamento dei contributi pubblici e privati. Tale articolo prevede che, con riferimento allo stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011, le imprese possano scegliere, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, tra le seguenti due modalità:

- in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi non soggetti a degrado sono portati interamente in deduzione dal capitale investito, mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
- secondo il c.d. "degrado graduale", attuato con le modalità indicate nell'art. 13 dell'Allegato A alla sopraddetta delibera.

Il termine per l'esercizio di tale opzione è stato prorogato al 7 marzo 2014 dalla delibera 27 febbraio 2014, 88/2014/R/gas. La delibera 27 marzo 2014, 131/2014/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per il periodo 2011-2013, sulla base delle richieste di rettifica e di integrazione dei dati comunicati ai fini tariffari. Con il medesimo provvedimento è stato, inoltre, approvato, per tre località, l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione di cui all'art. 45 dell'Allegato A alla menzionata delibera 573/2013/R/gas. Con la delibera 27 marzo 2014, 132/2014/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2013. Il medesimo provvedimento ha disposto la rideterminazione di opzioni tariffarie per l'anno 2014.

Con la delibera 25 settembre 2014, 455/2014/R/gas, sono state dunque definite le nuove condizioni per l'esercizio dell'opzione di

trattamento dello stock di contributi pubblici e privati al 31 dicembre 2011. La delibera ha confermato l'impostazione generale dell'art. 13 della RTDG (Allegato A alla delibera 367/2014/R/gas), che prevede che la scelta sia effettuata a livello di impresa, introducendo, limitatamente alle località relativamente alle quali la RAB risulti negativa nel corso del quarto periodo di regolazione, la possibilità di adottare un'opzione diversa da quella scelta a livello di impresa. Con la determina 30 settembre 2014, 19/2014 – DIUC, sono state definite le nuove modalità di esercizio dell'opzione di cui all'art. 13 della RTDG, in tema di trattamento dei contributi pubblici e privati.

Con la delibera 25 settembre 2014, 456/2014/R/gas, è stata introdotta una modifica della formula per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi relativi ai sistemi di telettura/telegestione, concentratori inclusi, ai fini della definizione del saldo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura per l'anno 2013. In particolare, è stato previsto che tale vincolo sia calcolato come somma delle quote di ammortamento e della remunerazione del capitale relative agli investimenti dichiarati nell'ambito della raccolta dati per le determinazioni tariffarie 2013, allo scopo di consentire la copertura dei costi di investimento effettivamente sostenuti dalle imprese.

La delibera 18 dicembre 2014, 633/2014/R/gas, ha disciplinato le rideterminazioni tariffarie relative alle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni 2009-2013 e alle opzioni gas diversi per l'anno 2014, a seguito della revisione delle vite utili dei misuratori imposta dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, e del nuovo esercizio dell'opzione di trattamento dello stock di contributi al 31 dicembre 2011, in base alla delibera 455/2014/R/gas.

Con la delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas, sono state determinate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie gas diversi, per l'anno 2015. In coerenza con quanto previsto dall'art. 40, comma 9, della RTDG, le componenti fisse della tariffa obbligatoria relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura sono state articolate in tre scaglioni, sulla base della classe del gruppo di misura. Con la medesima delibera è stato approvato anche l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG.

Con la delibera 5 marzo 2015, 89/2015/R/gas, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2013, sulla base di alcune istanze di

rettifica pervenute entro il 16 febbraio 2015, e ha rettificato alcuni errori materiali contenuti nella delibera 634/2014/R/gas.

Con la delibera 5 marzo 2015, 90/2015/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2014, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2013.

Sulla base di quanto previsto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, entro il mese di marzo 2015, l'Autorità definisce e pubblica le tariffe di riferimento provvisorie relative all'anno 2015, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2014.

Degressività degli oneri generali di sistema del settore gas

Con la delibera 29 dicembre 2014, 675/2014/R/com, è stata confermata l'impostazione generale prevista dal comma 4.1 della delibera 573/2013/R/gas, che stabilisce l'introduzione di due aliquote distinte e degressive delle componenti: UG1 (relativa alla copertura degli eventuali squilibri dei sistemi di perequazione per la distribuzione e la misura del gas), GS (a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati), RE (a copertura della realizzazione dei progetti di risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas) e RS (per l'incentivazione della qualità del servizio), prioritariamente finalizzate alla riduzione delle componenti relative agli scaglioni per consumi annuali superiori a 200.000 S(m³), compensate da un incremento delle componenti previste per gli scaglioni tariffari con consumi annuali fino a 200.000 S(m³).

In generale, il provvedimento si colloca nella direzione di contenere gli oneri per gli utenti appartenenti alle tipologie di uso con consumi elevati connessi alle reti di distribuzione.

Più in dettaglio, per quanto riguarda la rimodulazione dell'aliquota complessiva della componente RE, è stato previsto di agire esclusivamente sulla quota parte destinata alla copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui all'art. 57 della RTDG, mantenendo invariati i valori delle componenti destinate al Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, di cui all'art. 61 della RTDG, e al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, di cui all'art. 68 del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT), in quanto stabilite dal

decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e pertanto non modificabili dal regolatore.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 6 marzo 2014, 93/2014/R/gas, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti integrativi rispetto a quelli adottati nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 8 marzo 2012, 77/2012/R/gas, di attuazione delle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione dall'art. 4, comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69. In tale procedimento sono confluite le attività connesse all'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 16 – in materia di valutazione dei valori di rimborso che risultino maggiori del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria – e di cui all'art. 1, comma 16-*quater* – in materia di anticipo alle stazioni appaltanti l'importo equivalente al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara – del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Con la determina 14 marzo 2014, 5/2014 – DIUC, sono stati messi a disposizione delle stazioni appaltanti i dati relativi al valore degli asset utilizzato ai fini della fissazione delle tariffe 2013, con riferimento all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario.

La delibera 3 aprile 2014, 155/2014/R/gas, ha poi disciplinato l'iter procedurale relativo all'analisi della documentazione di gara che le stazioni appaltanti devono inviare all'Autorità, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto ministeriale n. 226/11. Il provvedimento prevede che la documentazione di gara sia trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la pubblicazione del bando di gara. Il medesimo provvedimento prevede anche la pubblicazione, nel sito dell'Autorità, di un apposito cruscotto, nel quale riportare in forma sintetica le informazioni sullo stato della procedura relativa agli adempimenti previsti dallo stesso art. 9.

Nel documento per la consultazione 17 aprile 2014, 178/2014/R/gas, sono stati illustrati gli indirizzi dell'Autorità per la definizione delle procedure e dei metodi di analisi parametrica e degli indici, al fine della valutazione degli scostamenti tra VIR e RAB, secondo quanto disposto dall'art. 1, comma 16, del decreto legge n. 145/13.

In attuazione di tali disposizioni, con la delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici

per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%, le modalità operative per l'acquisizione dei dati relativi al VIR necessari per le verifiche che l'Autorità deve svolgere e le procedure per la verifica degli scostamenti.

In relazione alle procedura di verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, l'Autorità ha previsto che essa sia condotta secondo una logica multistadio, articolata come segue:

- prima, verifica formale di completezza della documentazione trasmessa;
- successivamente, test parametrico di coerenza del VIR;

ed eventualmente:

- riallineamento delle vite utili e nuova verifica dello scostamento tra VIR e RAB;
- analisi per indici;
- verifica dell'applicazione delle *Linee guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale* del 7 aprile 2014, approvate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 maggio 2014;
- verifica formale della sussistenza delle condizioni per la non applicazione delle summenzionate *Linee guida*;
- esame delle giustificazioni trasmesse dagli enti locali concedenti.

La delibera 7 agosto 2014, 414/2014/R/gas, ha definito i valori di riferimento per la determinazione dei costi unitari *benchmark* da utilizzare nell'analisi per indici, di cui all'art. 16, comma 1, della delibera 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB.

La determina 28 gennaio 2015, 1/2015 – DIUC, ha stabilito, in particolare, 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 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 dell'Autorità.

Nel documento per la consultazione 24 aprile 2014, 190/2014/R/gas, sono stati esposti gli indirizzi dell'Autorità per la definizione delle modalità di rimborso ai gestori uscenti degli importi equivalenti al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri

di gara, poi definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas, in attuazione dell'art. 1, comma 16-*quater*, del decreto legge n. 145/13. In particolare, sono state previste sia l'applicazione di un tasso di interesse pari al tasso di rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC, relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione, sia l'adozione del regime dell'interesse composto per la determinazione degli interessi.

Con la determina 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, sono stati messi a disposizione delle stazioni appaltanti, nel sito dell'Autorità, i dati relativi al valore degli *asset* al 31 dicembre 2012:

- i dati RAB riferiti all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario;
- i dati RAB di proprietà del gestore e soggetti a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il gestore ha fornito tale dettaglio.

Con la delibera 20 novembre 2014, 571/2014/R/gas, è stato modificato lo schema di contratto tipo predisposto con la delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas, per l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 14, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00. Con tale modifica si riconosce espressamente il diritto degli enti concedenti e/o delle loro eventuali società patrimoniali a ottenere, alla conclusione del periodo di affidamento del servizio, una somma pari al valore dell'ammortamento del capitale investito per le reti e per gli impianti.

La delibera 19 febbraio 2015, 57/2015/R/gas, ha definito le modalità per l'acquisizione, la custodia e il trattamento da parte dell'Autorità della documentazione di gara inviata dalle stazioni appaltanti.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Nel 2014 il CIG ha aggiornato le norme tecniche UNI TS 11291, in materia di telelettura e telegestione dei contatori intelligenti del gas, con la pubblicazione della parte relativa all'intercambiabilità. Sempre con riferimento all'intercambiabilità dei contatori intelligenti del gas, il CIG ha anche completato un documento che tratta le specifiche di prova per la valutazione di conformità, definisce in modo univoco le procedure di valutazione del software e dell'hardware dei contatori intelligenti e consente di operare secondo regole oggettive.

Con la delibera 23 dicembre 2014, 651/2014/R/gas, sono stati aggiornati gli obblighi di installazione e messa in servizio dei contatori intelligenti del gas, prevedendo che le imprese distributrici possano adottare criteri di pianificazione del *roll-out* che consentano il superamento delle possibili inefficienze derivanti dall'installazione di contatori intelligenti isolati.

Con la medesima delibera è stato stabilito che, in relazione ai costi sostenuti per le funzioni di telelettura/telegestione e concentrazione di dati nell'anno 2011, si applichino gli stessi criteri previsti dalla RTDG con riferimento agli anni 2014-2019 per il riconoscimento dei costi delle imprese che hanno optato per le soluzioni di tipo *buy*, e che a tal fine le imprese distributrici interessate possano presentare apposita istanza di riconoscimento dei costi.

Sperimentazione in progetti pilota smart metering multiservizio

Nella precedente *Relazione Annuale* si è dato conto dell'intenzione dell'Autorità di procedere alla selezione di alcuni progetti dimostrativi di *smart metering* multiservizio per sperimentare le modalità di condivisione tra più servizi locali, anche gestiti da operatori diversi dell'infrastruttura di telegestione, allo scopo di ridurre i costi per ciascun servizio. L'obiettivo principale della sperimentazione promossa dall'Autorità, che include anche l'erogazione di un contributo ai progetti sperimentali selezionati, consiste nella verifica sia dei potenziali benefici di efficienza economica e di natura sociale che tali innovativi modelli di implementazione possono recare nel contesto dello sviluppo dello *smart metering* gas, sia del vantaggio derivante dalla messa a disposizione, da parte dei progetti sperimentali, di informazioni utili ai futuri sviluppi di erogazione dei servizi e dei connessi meccanismi di regolazione.

Al termine per la presentazione delle istanze di partecipazione alla sperimentazione (30 aprile 2014) sono pervenute 12 istanze.

La tavola 3.1 presenta le principali caratteristiche in termini di dimensioni e servizi coinvolti.

Per i progetti la cui valutazione raggiunge almeno 65 punti, sono stati verificati i requisiti minimi previsti dall'art. 3 della delibera 393/2013/R/gas. In particolare, per il progetto presentato dal distributore gas Isera è risultata una lieve discrepanza, che è stata sanata a seguito di ripresentazione del progetto.

Infine, in base a quanto previsto dall'art. 7.3 della delibera 393/2013/R/gas, sono state verificate le situazioni degli ambiti

TAV. 3.1

Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas

PROGETTO (PROPONENTE/ CITTÀ)	PUNTEGGIO TOTALE	DIMENSIONE (PUNTI TOTALI)	SERVIZIO GAS	SERVIZIO ACQUA	SERVIZIO ELETTRICO	TELE- RISCALDAMENTO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	ALTRI SERVIZI (SMART CITY)
1. AES (Torino)	76,6	4.002	2.400	612	510	200	200	Sensori ambientali (80)
2. AGSM (Verona)	66,2	4.710	4.000	500	10	160	30	Sensori rumore (5) Idranti VVF (5)
3. AMGAS (Bari)	68,7	10.297	9.000	1.200	-	37	45	Water smart grids (15)
4. ASEC (Catania)	66,2	9.390	5.000	3.984	16	-	61	Stalli park disabili (304) Discariche (25)
5. Hera (Modena)	76,3	13.364	8.715	3.871	500	128	-	Igiene ambientale (150)
6. Iren (diverse città)	70,1	16.126	1.2084	3.351	100	476	100	Igiene ambientale (15)
7. Isera (Isera - TN)	65,8	2.338	1.069	1.259	3	-	5	Produzione energia elettrica e idrogeno (2)
8. Italgas (Roma)	51,2	5.125	2.500	2.500	-	-	-	Contatori divisionali (100) Water smart grids (25)
9. San Donnino (Fidenza - PR)	47,7	2.495	1.149	1.346	-	-	-	-
10. SED (Salerno)	66,7	2.520	1.000	1.200	-	-	-	Impianti termici (40) Parcheggi pubblici (200) Teleassistenza (80)
11. SOGIP (Acireale - CT)	n.v.	3.760	2.500	1.000	10	-	250	-
12. TEAsei (Mantova)	60,4	2.835	1.077	1.193	-	562	3	-

territoriali ottimali rispetto allo svolgimento delle procedure di gara ai sensi del decreto ministeriale n. 226/11; a tale proposito non sono emerse situazioni di particolare criticità.

Con le delibere 10 luglio 2014, 334/2014/R/gas, e 13 novembre 2014, 559/2014/R/gas, sono stati selezionati sette progetti che riguardano diverse città tra cui Torino, Reggio Emilia, Parma, Modena, Genova, Verona, Bari, Salerno e Catania, oltre ad alcuni comuni di minori dimensioni (Scandiano (RE) e Isera (TN), per un totale di circa 60.000 clienti dei servizi gas, acqua, teleriscaldamento, energia elettrica. I progetti selezionati rappresentano, nel complesso, un insieme adeguato per la sperimentazione, poiché coprono le diverse caratteristiche territoriali e offrono un ampio ventaglio di soluzioni tecnologiche, architetture e di messa a disposizione dei dati ai consumatori. Successivamente alla selezione, uno dei proponenti (AES per un progetto nella città di Torino) ha rinunciato.

I progetti selezionati rivestono un peculiare interesse soprattutto sul versante tecnologico-applicativo, in quanto consentono la

sperimentazione di diverse soluzioni, al fine di identificare le soluzioni tecniche più appropriate per integrare le modalità di comunicazione tra *smart meter* presso i clienti e i distributori/ercenti i servizi. La realizzazione delle infrastrutture di comunicazione condivise è prevista entro un anno, cui seguirà la fase di esercizio di durata da uno a due anni.

Dal punto di vista territoriale, sono considerate sia le zone centrali, sia le zone residenziali o periferiche e in alcuni progetti anche le zone rurali che presentano le maggiori difficoltà tecniche, poiché si tratta di infrastrutture di comunicazione basate su tecnologie radio con diversi canali di frequenza (168 MHz, 868 MHz).

I progetti selezionati riceveranno un contributo (a valere sulle tariffe di distribuzione gas per un ordine di grandezza di circa 10 centesimi di euro a cliente all'anno), a fronte del quale i risultati della sperimentazione verranno resi pubblici.

Con la determina 31 marzo 2015, DIUC 5/2015, sono state definite le modalità di rendicontazione delle sperimentazioni *smart metering* multiservizio selezionate, prevedendo due *report* semestrali per la

fase di installazione delle infrastrutture condivise di comunicazione, tre *report* quadrimestrali nel primo anno di esercizio della sperimentazione, una descrizione tecnica aggiornata dell'architettura effettivamente realizzata e un *report* finale al termine di ogni sperimentazione. I *report* saranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità per assicurare la divulgazione delle informazioni tecniche e degli indicatori dei risultati intermedi e finali.

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 di aggiornamento del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione è finalizzata a garantire l'omogeneità dei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e a evitare che le differenze dei 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.

L'Autorità ha previsto che tale revisione conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui, *in primis*, il parametro β , che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e di capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha previsto che:

- il livello del WACC continui a essere espresso in termini reali e pre-tasse;
- nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuino a essere fondate sul *capital asset pricing model*;
- nell'ambito del procedimento sia valutata l'introduzione di meccanismi di aggiornamento volti ad assicurare la coerenza dei tassi di remunerazione del capitale investito con gli andamenti del quadro congiunturale, tenendo conto, in particolare, della variazione del livello atteso del tasso d'interesse reale e che, a tal fine, sia garantita coerenza tra il tasso delle attività

prive di rischio, preso a riferimento, e il livello di inflazione utilizzato nella determinazione del WACC;

- il procedimento per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC sia svolto in maniera coordinata, anche temporalmente, con il procedimento di revisione della regolazione dei servizi del settore elettrico, di cui alla delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel; ciò valutando, altresì, la possibilità di prevedere la convergenza verso una metodologia e una tempistica comuni di determinazione del WACC del capitale investito, per tutte le regolazioni infrastrutturali dei servizi regolati dei settori elettrico e gas, fin dall'anno 2016.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con il documento per la consultazione 16 ottobre 2014, 498/2014/R/gas, l'Autorità ha illustrato le proprie linee in materia di condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi, e gli orientamenti inerenti alla regolazione delle allocazioni dell'immissione in rete del biometano.

Nel documento sono state analizzate le seguenti tematiche:

- regolazione tecnico-economica e definizione dei criteri di allocazione relativi all'accesso e all'immissione di biometano alle reti del gas naturale;
- sicurezza ed efficienza tecnica delle reti, prevedendo che, all'interno del quadro regolatorio delineato dall'Autorità, i gestori di rete, in modo autonomo e indipendente, fissino le specifiche di pressione e la valutazione della compatibilità delle immissioni (in termini di portate e/o volumi nell'unità di tempo) con le caratteristiche delle reti e con il profilo di prelievo del bacino di utenza della rete cui l'impianto di biometano è connesso;
- misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione nell'accesso alle reti, che si sostanziano nella definizione dei criteri per la valutazione di ammissibilità di una richiesta di connessione, dei criteri per la localizzazione del punto di consegna della rete, dell'iter per l'esame delle richieste di connessione, dei criteri per lo svolgimento di lavori di connessione da parte del richiedente e delle disposizioni in materia di gestione delle controversie;

- condizioni economiche per l'accesso e l'uso delle reti, ipotizzando un approccio che prevede che i costi specifici della connessione siano a carico dei richiedenti, evitando di far gravare su questi ultimi i costi relativi ai rinforzi della rete esistente necessari per consentire l'immissione;
- misura, certificazioni delle quantità di biometano incentivabile e determinazione del consumo energetico degli impianti, secondo le finalità individuate dal decreto 5 dicembre 2013 del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali;
- criteri di allocazione relativi all'immissione di biometano nelle reti del gas naturale, ipotizzando di assimilare i punti di immissione di biometano nelle reti di trasporto ai punti di consegna da campi di produzione nazionale; per quanto riguarda le immissioni nelle reti di distribuzione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di adottare un approccio convenzionale che identifica un unico punto virtuale nazionale di immissione nelle reti di distribuzione del gas naturale.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 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 n. 28/11 e delle altre disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi di cui al decreto ministeriale 5 dicembre 2013.

Nello specifico, la delibera approva l'Allegato A che contiene:

- nella Sezione I, le direttive 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 e ad assicurare l'economicità della connessione, al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano;
 - nella Sezione II, le disposizioni relative alle modalità di misurazione, di determinazione e di certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del decreto 5 dicembre 2013.
- In relazione a quanto previsto nella Sezione I, l'Autorità ha stabilito che:
- relativamente all'obiettivo di sicurezza ed efficienza tecnica nella gestione delle reti, la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas sia posta in capo 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*⁴, non sia possibile adottare nuove regole o norme tecniche relative agli standard di qualità e agli standard relativi all'odorizzazione del biometano da immettere in rete e che, conseguentemente, si debba fare riferimento alle norme vigenti, tenendo conto delle valutazioni e indicazioni contenute nel rapporto tecnico UNI/TR 11537;
 - relativamente alle condizioni per lo svolgimento dell'attività di misura del biometano da immettere nelle reti del gas, si conferma (come previsto in sede di consultazione) che il soggetto responsabile per l'installazione e la manutenzione dei sistemi di misura è il produttore, mentre il gestore di rete è obbligato alla rilevazione, registrazione e archiviazione delle misure;
 - 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 *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA);
 - riguardo l'obiettivo di garantire l'economicità della connessione, anche al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano, nel costo della connessione devono essere computati, secondo un approccio di tipo *shallow*⁵, unicamente i costi specifici necessari per la realizzazione dell'impianto di connessione, mentre sono esclusi i costi di rinforzo delle reti esistenti; in ragione dell'esigenza di favorire il trasporto mediante le reti del gas – più efficiente sul piano energetico rispetto all'utilizzo di carri

4 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, sussiste una situazione di *standstill* che impedisce la pubblicazione di norme e regole tecniche nazionali.

5 Tale approccio è finalizzato alla copertura parziale dei costi indotti dalla realizzazione delle connessioni.

bombolai – si prevede una parziale socializzazione dei costi relativi alla realizzazione degli impianti di connessione. Si riconosce la possibilità di rateizzare i pagamenti per i contributi di connessione per periodi non superiori ai 20 anni, purché siano prestate adeguate garanzie da parte dei produttori. Le ipotesi di determinazione dei contributi di connessione sulla base dei costi standard vengono rinviate a un successivo provvedimento.

In relazione alla Sezione II, l'Autorità ha previsto:

- 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), la stessa ripartizione delle responsabilità stabilita in relazione ai sistemi di misura relativi all'immissione fisica nelle reti;

- che l'attività di certificazione e misurazione della quantità di biometano incentivabile ai sensi degli artt. 3, 4 e 5 del decreto 5 dicembre 2013, sia assegnata al Gestore dei servizi energetici (GSE), stabilendo, a tal fine, che il GSE 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, e, in generale, ogni ulteriore informazione necessaria alla corretta erogazione degli incentivi.

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

Gli operatori del trasporto del gas naturale hanno inviato all'Autorità i *Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale*, come stabilito dal decreto legislativo n. 93/11. Le valutazioni di merito, così come le valutazioni relative alla

coerenza con le disposizioni di cui all'art. 16 del decreto legislativo n. 93/11 e con il regolamento adottato con il decreto 27 febbraio 2013, n. 65, del Ministro dello sviluppo economico, sono tuttora in corso.

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

Nel documento per la consultazione 24 luglio 2014, 373/2014/R/gas, recante *Integrazioni alla disciplina del bilanciamento di merito economico*, in tema di monitoraggio del mercato è stato prospettato che, in linea con l'esperienza maturata nel settore elettrico, il GME raccolga le informazioni, provveda al calcolo di opportuni indici di mercato e segnali eventuali anomalie all'Autorità per gli approfondimenti di competenza.

Successivamente, la delibera 485/2014/R/gas ha previsto che il GME trasmetta all'Autorità una proposta per delineare le attività di monitoraggio dei mercati del gas naturale e individuare così i possibili criteri e le modalità di svolgimento, da parte dello stesso GME, di tali attività, funzionali a fornire all'Autorità gli elementi di valutazione circa il buon andamento dei medesimi mercati. Tale proposta deve essere coordinata con gli adempimenti fissati per la raccolta dei dati, in applicazione del regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT).

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2014, 553/2014/R/gas, e la successiva delibera 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas, l'Autorità ha riformato i criteri di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Dall'1 ottobre 2015, la maggior parte delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto, oggi applicate ai quantitativi di gas immessi in rete a monte del PSV, sarà applicata ai quantitativi di gas riconsegnati a valle della rete di trasporto regionale, ossia ai volumi prelevati. Questa riforma consentirà di liberare la valorizzazione del gas all'ingrosso al PSV da elementi estranei al mercato, che oggi rappresentano un ostacolo al suo sviluppo, soprattutto del Mercato a termine. Gli scambi a termine, che avvengono infatti al

PSV, potranno beneficiare di una maggiore certezza circa le voci di costo da considerare per negoziare il gas.

La delibera 60/2015/R/gas ha, in particolare, definito il valore della componente a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio, anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile.

Attività relative alle capacità di stoccaggio finanziate nell'ambito delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130

Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, ha introdotto alcune misure per incentivare lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio da destinare al settore industriale e termoelettrico. Eni si è, quindi, impegnata a sviluppare, attraverso specifici accordi con Stogit (Gruppo Snam Rete Gas), quattro miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale. Tale capacità è destinata, per tre miliardi di metri cubi, ai soggetti investitori (consumatori industriali di gas naturale, piccole e medie imprese in forma singola o associata) e, per un miliardo di metri cubi, ai produttori di energia elettrica con impianti alimentati a gas naturale.

Oggi, con le mutate condizioni del quadro economico che si riflettono necessariamente anche sull'andamento del mercato del gas, lo sviluppo in Italia di nuova capacità di spazio di stoccaggio di gas appare meno urgente, essenzialmente per due fattori: la richiesta del mercato è inferiore a quella già attualmente disponibile e lo *spread* tra i prezzi nazionali del gas e quelli dei più liquidi mercati nord-europei è notevolmente diminuito. Riveste ancora rilievo la questione dello sviluppo della capacità di punta di erogazione.

In queste condizioni, viene anche meno la convenienza a disporre di capacità di stoccaggio (strumentale allo stoccaggio del gas nel periodo estivo per il successivo utilizzo nella stagione invernale) che, nell'attuale situazione di mercato, rappresenta invece un costo per il settore industriale, poiché il valore dei corrispettivi tariffari da pagare all'operatore è superiore al beneficio derivante dalla disponibilità di detta capacità.

Nell'ottica di non penalizzare i soggetti investitori, è stato stabilito nel decreto legge n. 145/13, convertito, con modificazioni dalla legge n. 97/14 (c.d. "Destinazione Italia"), all'art. 1, comma 16-bis, che i soggetti investitori, tramite apposita dichiarazione al Ministero dello sviluppo economico e a Stogit, confermino il loro interesse allo sviluppo delle capacità di stoccaggio ancora da realizzare. Inoltre, sempre ai sensi dello stesso provvedimento, è stata indetta una procedura di asta competitiva per l'assegnazione della capacità di stoccaggio – ancora da realizzare – riservata ai soggetti produttori di energia elettrica. Stogit è tenuta unicamente alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio in misura pari ai quantitativi confermati dagli investitori industriali e ai quantitativi assegnati, con il sistema delle aste, ai soggetti produttori di energia elettrica.

Con la medesima finalità di riequilibrare il costo della capacità finanziata dai soggetti industriali rispetto alla generalità delle capacità offerte da Stogit, l'Autorità, con la delibera 144/2014/R/gas, ha determinato i criteri per il ricalcolo del corrispettivo di accesso unitario, di cui alla delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, per l'anno termico dello stoccaggio 2013-2014.

Successivamente, con la delibera 8 maggio 2014, 208/2014/R/gas, l'Autorità ha fissato il prezzo di riserva per la procedura di asta competitiva per l'assegnazione della capacità destinata ai soggetti produttori ai sensi del citato decreto legislativo n. 130/10.

Con riferimento al settore termoelettrico, gli esiti della procedura di asta competitiva svolta da Stogit non hanno dato luogo ad alcuna richiesta di capacità di stoccaggio da parte di tali soggetti; mentre un solo investitore industriale ha manifestato la volontà di mantenere la partecipazione nello sviluppo di capacità fisica di stoccaggio per l'ulteriore quantitativo di 3,7 milioni di standard metri cubi.

Ne consegue una riduzione del volume di capacità da realizzare: dai previsti 4 miliardi di metri cubi agli attuali 2,6 miliardi di metri cubi. Infine, nel marzo 2015 si è svolta la c.d. "procedura a mercato", prevista dal decreto legislativo n. 130/10, relativa alla capacità di stoccaggio per il 2015-2016. Sono stati ceduti 95.692 GJ, contro i 12.840.990 GJ offerti a un prezzo medio di 0,1920 €/GJ.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, definisce il sistema di monitoraggio *retail*, con riferimento sia al settore elettrico, sia al settore del gas naturale. L'analisi delle medesime informazioni per entrambi i settori risulta, infatti, particolarmente rilevante nell'ambito della filiera in cui le attività svolte nei confronti dei clienti finali sono le medesime.

Relativamente all'identificazione dei soggetti obbligati alla rilevazione dei dati relativi all'anno 2014, per il settore del gas risultano 52 distributori e 55 venditori; di questi ultimi, solo sei sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale.

Come illustrato più diffusamente nel Capitolo 2 di questo Volume, l'Autorità ha pubblicato il *Rapporto Annuale* 2012 e 2013 sul monitoraggio *retail*, che sintetizza gli esiti del monitoraggio del mercato della vendita di energia elettrica e gas naturale alla clientela di massa, vale a dire ai clienti di piccola e media dimensione in termini di volumi di consumo. In particolare, 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.

La struttura dell'offerta e le dinamiche concorrenziali evidenziate nel rapporto mostrano similitudini e differenze rispetto al settore elettrico. Come principale elemento di differenza, nel settore del gas risulta che la concorrenza tra i venditori ha luogo principalmente su scala geografica regionale o sub-regionale e non nazionale. In entrambi gli anni considerati, infatti, solo quattro venditori risultano detenere quote di mercato significative in più di cinque regioni e, di questi, solo due sono presenti nella maggior parte di esse (più di 15 regioni). Peraltro, alcuni venditori, che attualmente operano in ambito locale, hanno raggiunto dimensioni tali da renderne possibile l'evoluzione in operatori nazionali. Una tale evoluzione contribuirebbe a creare un mercato della vendita di gas alla clientela di massa con scala nazionale, come è attualmente per il settore elettrico. Inoltre, nel settore del gas naturale emergono indicazioni che inducono a ritenere l'attività di vendita ai clienti di massa caratterizzata generalmente da condizioni di limitata concorrenza. Tale valutazione è confermata dagli indici di concentrazione calcolati su base regionale, che segnalano condizioni compatibili con l'esercizio del potere di mercato e la presenza

di vantaggi concorrenziali per i venditori tradizionali o *incumbent* locali, individuabili nei venditori che in passato operavano come monopolisti locali nel territorio della regione, indipendentemente dal fatto che siano attualmente parte di gruppi societari in cui è presente anche un distributore gas.

Nel 2013 oltre il 94% dei volumi di gas dei clienti oggetto del monitoraggio è stato consegnato in regioni dove i venditori tradizionali hanno una quota di mercato complessivamente superiore al 75%, evidenziando un quadro coerente con la struttura del settore della vendita di gas naturale anteriore alla liberalizzazione, caratterizzata da una molteplicità di monopolisti locali.

Inoltre, il servizio di tutela rappresenta la modalità di fornitura largamente prevalente per i clienti finali che ne hanno diritto (clienti domestici e condomini uso domestico): nel 2013 il 77% del gas consumato dai clienti domestici e il 66% di quello consumato dai condomini uso domestico sono stati (ancora) forniti in regime di tutela. Con specifico riferimento ai clienti domestici, la bassa dinamicità del mercato è confermata dalla limitata varietà delle offerte disponibili presenti nel Trova offerte. Il numero dei venditori che ha aderito al Trova offerte fornisce una quota di volumi domestici nel mercato libero superiore all'80%, ma il numero di offerte visualizzabili in una ricerca, sebbene in crescita, è risultato pari, nel 2013, a circa 15, di cui quasi tutte costituite da offerte a prezzo bocciato. Infine, il confronto dei prezzi applicati nel mercato libero e nel servizio di tutela evidenzia che, in entrambi gli anni considerati, il ricorso al mercato libero per i clienti aventi diritto alla tutela, a eccezione dei clienti domestici con elevati consumi, si è rivelato in media più oneroso economicamente rispetto al servizio di tutela.

A fronte delle criticità sopra descritte, si evidenzia anche nel settore del gas un'espansione del mercato libero. La quota del gas fornito in regime di libero mercato per i clienti domestici è aumentata di quattro punti percentuali tra il 2012 e il 2013. Inoltre, la clientela con diritto al servizio di tutela (domestici e condomini uso domestico) ha mostrato, nel biennio considerato, un forte incremento delle rinegoziazioni rispetto ai cambi di venditore.

In merito alle evidenze sugli indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione ed efficacia del processo), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici e alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché

ai contratti non richiesti e agli indicatori relativi alla morosità, il rapporto evidenzia un miglioramento di entità inferiore rispetto al settore elettrico. Solo l'indicatore relativo all'indisponibilità delle misure di *switching* entro le tempistiche risulta, per il settore del gas, inferiore e in riduzione, attestandosi, nel 2013, a un livello pari allo 0,8%. Relativamente al fenomeno delle doppie fatturazioni, monitorato nell'ambito della qualità del servizio di vendita, la riduzione di tali doppie fatturazioni per i clienti del mercato libero, maggiormente colpito dal fenomeno, risulta pari al 4% per il settore del gas naturale. Infine, la qualità dei servizi telefonici e di quelli della distribuzione si è attestata su livelli sensibilmente più elevati rispetto agli standard minimi prescritti dall'Autorità. A fronte di tali elementi positivi si osserva, in primo luogo, un aumento del numero di reclami dei clienti del mercato libero, con un tasso di reclamabilità pari al rapporto tra il numero dei reclami e il numero dei clienti serviti leggermente più elevato che nel settore elettrico (pari, nel 2013, al 2,2%).

Anche per il settore del gas naturale il fenomeno dei contratti non richiesti continua a destare preoccupazione, in ragione del rilevante impatto che esso esercita sulla percezione del mercato da parte dei clienti finali e sulla loro fiducia nei confronti del medesimo. Nel periodo analizzato, il deprecabile fenomeno, seppure assai mitigato dalle misure preventive stabilite dall'Autorità, non è stato ancora del tutto debellato. Dai dati risulta come esso sia abbastanza contenuto e costante nel tempo: nel settore del gas naturale, l'incidenza dei reclami per contratti non richiesti rispetto al numero dei clienti serviti sul mercato libero risulta, nel periodo analizzato, mediamente pari allo 0,09%⁶. Tuttavia, nel settore del gas naturale, il numero di reclami presentati per tale fenomeno è cresciuto di oltre il 50% tra il secondo semestre 2012 e il secondo semestre 2013.

Desti apprensione anche l'elevata e crescente percentuale dei cambi di fornitore non completati: a livello di media nazionale, risulta che nel 2013 quasi il 12% dei cambi di fornitore avviati non è andato a buon fine. Le ragioni del fenomeno devono essere investigate ulteriormente, in modo da valutare eventuali disfunzioni del processo di *switching* e la conseguente necessità di specifici interventi.

L'analisi delle richieste di sospensione del servizio per morosità rivela, anche per il settore del gas naturale, che tale fenomeno assume livelli elevati e moderatamente crescenti nel biennio

⁶ Peraltro, nel settore del gas naturale l'effettiva incidenza dovrebbe essere determinata considerando tutti i clienti finali serviti; essa risulta, in particolare, mediamente pari allo 0,02%.

2012-2013, pure in ragione della crisi economica che ha caratterizzato il periodo considerato. Per tale settore deve essere evidenziato come l'informazione utilizzata per valutare il fenomeno della morosità – ossia le richieste di sospensione della fornitura – sia un indicatore imperfetto dell'entità del fenomeno, in quanto i distributori sono tenuti a soddisfare le richieste di sospensione solo fino a un prefissato numero massimo⁷. È, pertanto, possibile che il numero di richieste di interruzione del servizio presentate dai venditori sia inferiore al numero dei clienti morosi e che il mix dei clienti morosi sia diverso dal mix dei clienti per cui viene richiesta l'interruzione del servizio. Nonostante i suddetti limiti, i dati sembrano confermare le differenze nella distribuzione territoriale e nelle tipologie dei clienti rilevate nel settore dell'energia elettrica. Sempre con riferimento alla morosità, dall'analisi si evince come nel settore del gas naturale i clienti morosi paghino il loro debito più frequentemente di quelli del settore elettrico dopo la sospensione del servizio, e non già dopo la notifica della richiesta di sospensione, poiché le difficoltà a effettuare la sospensione ne riducono l'effetto deterrente.

Il rapporto propone alcune possibili linee di intervento che, relativamente al settore del gas naturale, muovono dall'evidenza che le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita ai clienti che attualmente hanno diritto al servizio di tutela suggeriscono una maggiore attenzione al processo di accompagnamento regolatorio verso la completa liberalizzazione del mercato, con la necessità di mantenere attivi gli strumenti di tutela dei clienti finali. Riguardo la rimodulazione graduale delle attuali misure di tutela, nel rapporto viene suggerita, anche per il settore del gas naturale, l'introduzione di forme ancora più attenuate di protezione (per esempio, l'imposizione dell'obbligo di offerta), mutuando gli schemi già in vigore in Europa e superando così l'attuale sistema che prevede la fissazione della struttura di prezzo, oltretutto del livello dello stesso da parte dell'Autorità. Infine, viene confermata, anche per il settore del gas naturale, l'esigenza di effettuare specifici approfondimenti sul ruolo della domanda, valutando, con riferimento ai clienti domestici, la capacità dei medesimi di effettuare scelte consapevoli e di verificare i risultati delle scelte effettuate (per esempio, approfondendo il loro livello complessivo di conoscenza e di capacitazione rispetto al mercato).

⁷ Peraltro, l'Autorità è già intervenuta in più occasioni, con modifiche della regolazione, a incrementare tali limiti.

4.

Teleriscaldamento e teleraffrescamento

settoriale

Nuove funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità

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 specifiche funzioni in materia di teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda sanitaria per uso domestico.

In particolare, i poteri di regolazione conferiti all'Autorità riguardano (art. 10, commi 17 e 18, e art. 9):

- a) la continuità, la qualità e la sicurezza del servizio, nonché degli impianti per la fornitura del calore/freddo/acqua calda sanitaria e dei relativi sistemi di contabilizzazione;
- b) i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete;
- c) le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;
- d) le modalità con cui i gestori delle reti rendono pubblici i prezzi per la fornitura del calore, per l'allacciamento, per la disconnessione e per le attrezzature accessorie;
- e) le condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale;
- f) le tariffe di cessione del calore, negli ambiti in cui sussiste l'obbligo di allacciamento alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento imposto da Regioni o Comuni;
- g) i criteri e le modalità per la fornitura ai clienti finali di contatori individuali dei consumi di calore/freddo/acqua calda per uso domestico, nonché le modalità con le quali il cliente finale può

affidare il servizio di termoregolazione e contabilizzazione del calore a operatori diversi dal proprio fornitore;

- h) la disciplina relativa ai documenti di fatturazione, nonché l'accesso alle informazioni sulla fatturazione e ai dati di consumo.

I provvedimenti di cui alle lettere da a) a f) dovranno essere adottati dall'Autorità entro 24 mesi dalla data dell'entrata in vigore dello stesso decreto legislativo n. 102/14 e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico. Nell'esercizio di queste funzioni l'Autorità deve perseguire, tra l'altro, l'obiettivo di «*promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento e della concorrenza*». L'Autorità dovrà, altresì, 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 dello stesso decreto, regolazione che è, invece, immediatamente applicabile alle nuove reti.

Ai sensi del decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità esercita altresì i poteri di controllo, di ispezione e di sanzione previsti dalla legge 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 e ulteriori rispetto a quelle previste dalla legge n. 481/95 — per i quali spetta all'Autorità irrogare le relative sanzioni.

Le nuove funzioni e i poteri in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento dovranno essere svolti dall'Autorità a parità di risorse umane e strumentali, in un quadro di crescenti vincoli alla propria capacità di spesa¹.

¹ Con la memoria 7 maggio 2014, 200/2014/l/efr, l'Autorità ha presentato le proprie considerazioni e proposte sullo Schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva 2012/27/UE, incluse quelle relative alle nuove funzioni di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento attribuite all'Autorità dallo Schema di decreto.

Avvio delle attività

Al fine di dare attuazione ai nuovi compiti conferiti, con la delibera 7 agosto 2014, 411/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione dei provvedimenti in materia e ha contestualmente costituito un Gruppo di lavoro interdipartimentale con il mandato di effettuare una prima ricognizione della situazione fattuale del settore, anche al fine di fornire al Collegio i primi elementi utili a definire gli obiettivi, i programmi e le linee di intervento, nonché ad assegnare le risorse necessarie per l'adozione dei successivi atti e provvedimenti.

Gli obiettivi e i principi generali che informeranno l'azione dell'Autorità nel settore sono stati preliminarmente individuati nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, approvato dall'Autorità a valle della consultazione degli *stakeholders* (delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A). Tali obiettivi e principi generali sono comuni a quelli che hanno già guidato l'azione dell'Autorità negli altri settori

regolati, in particolare in quelli energetici, tenuto conto delle specificità del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. L'approccio regolatorio sarà dunque 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 e il settore potrà svilupparsi, garantendo al contempo la tutela del consumatore finale e la promozione della concorrenza.

Alla luce delle evidenze emerse dalla ricognizione fattuale del settore e, in particolare, della forte disomogeneità sul territorio nazionale per ciò che concerne le condizioni di erogazione del servizio, con la delibera 29 gennaio 2015, 19/2015/R/tlr, nelle more della necessaria riorganizzazione della struttura, l'Autorità ha integrato l'avvio di procedimento individuando le aree di intervento iniziali e prioritarie nel settore.

5.

Regolamentazione e attività svolta nel settore idrico

settoriale

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nell'ambito delle competenze a essa attribuite nel settore idrico, ha proceduto a impostare un quadro regolatorio innovativo, per tenere conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il comparto: asimmetrico, per considerarne le rilevanti disomogeneità territoriali, e graduale, nell'applicazione di criteri generali di trasparenza e *accountability*, coerenza, efficienza ed efficacia, convergenza.

L'attività condotta nell'anno 2014 è stata dedicata al completamento di un quadro regolatorio che muove dal metodo tariffario idrico (MTI), introdotto alla fine del 2013 dalla delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e basato su un'impostazione integrata della regolazione del settore, con lo scopo di incentivare l'esplicitazione della relazione tra identificazione degli obiettivi, selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi e di attese di miglioramento dell'efficienza degli operatori. Tale impostazione, che connota il primo periodo della regolazione tariffaria operata dall'Autorità, ha definito un *framework* capace di apportare la certezza e la stabilità regolatorie necessarie per lo sviluppo del settore idrico, caratterizzato ancora, in molte zone del Paese, da una significativa arretratezza infrastrutturale.

Lo sviluppo e il completamento del quadro regolatorio del settore è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- a) lo studio e la definizione delle regole per la quantificazione dei costi ambientali e della risorsa, necessarie per incentivare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica;
- b) la messa in consultazione di regole univoche per la tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, indispensabile, tra l'altro, per una concreta attuazione del principio del "chi più inquina più paga";
- c) l'avvio di un procedimento finalizzato a una migliore individuazione dei costi efficienti, sviluppando una approfondita analisi

anche sullo stato e sulle possibili criticità connesse all'attuale erogazione del servizio di misura nel settore idrico, nell'ottica generale di promozione dell'efficientamento e dell'attuazione del principio di *Water Conservation*;

- d) la prosecuzione dell'attività di definizione dell'*unbundling* contabile del settore idrico, necessario al completamento della regolazione tariffaria – e quindi alla definizione dell'MTI del secondo periodo regolatorio – per la quale è attualmente in corso un tavolo tecnico con gli *stakeholders*, prodromico alla pubblicazione di un nuovo documento per la consultazione in materia;
- e) la consultazione dei primi orientamenti in tema di predisposizione di schemi tipo per la convenzione di gestione che l'Autorità, proseguendo nell'approccio asimmetrico e innovativo, intende declinare in base alla tipologia di affidamento del servizio e allo schema regolatorio selezionato ai sensi dell'MTI;
- f) l'avvio di un 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 servizio idrico integrato (SII).

L'Autorità ha, inoltre, proseguito l'attività di regolazione a tutela dell'utenza, in particolare sul versante delle condizioni di erogazione del servizio e della relativa qualità – da intendersi dal punto di vista contrattuale – promuovendo la definizione di regole certe nella conduzione del rapporto gestore-utente.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritte le attività sulle quali l'Autorità ha concentrato il proprio lavoro nel corso del 2014, suddivise per comodità espositiva in due sezioni, dedicate, rispettivamente, alla regolazione tariffaria in senso lato e alla tutela dell'utenza.

Regolazione tariffaria, unbundling e convenzione tipo

L'anno 2014 è stato caratterizzato da un rilevante impegno dell'Autorità nell'ambito della regolazione tariffaria. L'attività regolatoria, come negli anni precedenti, è stata effettuata nel rispetto degli esiti del referendum popolare del 12-13 giugno 2011 e tenendo conto del mutato contesto normativo nazionale e del quadro europeo vigente, con l'obiettivo ultimo di definire un nuovo quadro regolatorio chiaro, credibile e stabile nel lungo periodo.

Al fine di completare il *framework* regolatorio delineato con l'introduzione del nuovo MTI, l'Autorità ha, tra l'altro, individuato i criteri per esplicitare a partire dal 2015 – secondo principi di trasparenza e *accountability* – i costi ambientali e della risorsa che, in osservanza di quanto disposto dalla direttiva 2000/60/CE, fino al 2014 erano già considerati tra i costi finanziari efficienti, dei quali la tariffa del servizio idrico garantisce copertura. Sono state, inoltre, poste le basi per la definizione, nel corso del 2015, delle tariffe di collettamento e depurazione degli scarichi industriali in pubblica fognatura.

La costruzione del quadro regolatorio è proseguita con il riavvio delle attività finalizzate alla definizione delle regole dell'*unbundling* contabile per il settore idrico e degli schemi di convenzione tipo che superino le attuali disparità esistenti sul territorio nazionale in materia di affidamenti del servizio.

Si evidenzia, in particolare, l'intensa attività di approvazione tariffaria, al fine di rendere più omogenee le situazioni presenti sul territorio nazionale, consentendo la realizzazione degli investimenti necessari, da un lato, e stimolando il miglioramento della qualità del servizio erogato, dall'altro.

Approvazioni tariffarie ai sensi del metodo tariffario idrico

Con la delibera 643/2013/R/idr, che ha introdotto il metodo tariffario idrico (MTI) per la determinazione delle tariffe dei servizi idrici per il primo periodo regolatorio, l'Autorità ha istituito una regolazione in grado di ricomprendere e assorbire tutte quelle previgenti. Il nuovo metodo supera la logica transitoria della metodologia di riconoscimento dei costi a fini tariffari e fa evolvere l'MTT e l'MTC¹, 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 loro. Lo schema prescelto dagli enti d'ambito o dagli altri soggetti competenti, ai fini del computo tariffario, viene adottato in ragione:

- del rapporto tra il fabbisogno di investimenti (puntualmente individuato per il quadriennio 2014-2017) e il valore delle infrastrutture esistenti, dove:
 - i Quadranti I e II si caratterizzano per esigenze di investimento contenute rispetto al passato;
 - i Quadranti III e IV si caratterizzano per necessità di investimento rilevanti, individuate secondo esigenze oggettive e indifferibili, tali da rendere necessario il ricorso a misure potenziate per garantire la sostenibilità degli stessi;
- dei costi operativi associati a obiettivi specifici, dove:
 - i Quadranti I e III si caratterizzano per l'invarianza degli obiettivi specifici e del perimetro di attività svolta dal

¹ 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.

gestore, tale da non richiedere una modifica dei costi pianificati;

- i Quadranti II e IV si caratterizzano per la presenza di un cambiamento sistematico delle attività del gestore, in termini di territorio servito o di servizi erogati, tale da richiedere il riconoscimento di oneri aggiuntivi.

Con tale delibera sono stati, dunque, introdotti strumenti regolatori asimmetrici per incentivare gli investimenti, tenendo conto del fatto che, nel mutato scenario macroeconomico, la spesa crescente per gli investimenti, prevista per mantenere in efficienza la rete idrica, risulta molto superiore rispetto ai contributi – decrescenti – derivanti dalla finanza pubblica.

L'MTI ha introdotto specifiche regole orientate all'efficienza e all'efficacia delle gestioni, attraverso la declinazione di un sistema di riconoscimento dei costi nel vincolo dei ricavi collegato alla situazione di partenza, riducendo al minimo l'entità degli oneri passanti o incomprimibili. Per gli anni 2014 e 2015 si è, quindi, inteso perseguire l'efficienza dei costi di esercizio attraverso un meccanismo di *rolling cap*, che tiene bloccato il livello dei costi operativi endogeni riconosciuti in tariffa fino alla definizione di idonee frontiere di efficienza operativa. Tra gli ulteriori elementi di efficientamento dei costi operativi, vale la pena citare il meccanismo di promozione dell'efficienza economica dell'utilizzo dell'energia elettrica nel settore, componente che incide per circa la metà dei costi operativi totali del SII, con un prelievo annuo nell'ordine di 7 TWh. A valle dell'approvazione dell'MTI, l'Autorità ha quindi proceduto a una fase di divulgazione delle nuove regole tariffarie, volta ad aumentare la consapevolezza e il grado di comprensione delle stesse da parte degli operatori del settore.

A tale fase, che ha coinvolto enti d'ambito, soggetti competenti, gestori e altri *stakeholders*, è seguito poi il lavoro di raccolta dei dati e della dotazione documentale che compone obbligatoriamente lo schema regolatorio prescelto, per ciascuna gestione operante nei vari ambiti territoriali ottimali.

Il processo di raccolta dati² è stato accompagnato dall'emanazione di due determinazioni che hanno, rispettivamente, definito le procedure di raccolta dati (determina 28 febbraio 2014, 2/2014 – DSID), approvato gli schemi tipo per la presentazione delle informazioni necessarie e indicato alcuni ulteriori parametri

di calcolo (determina 7 marzo 2014, 3/2014 – DSID). In particolare, sono stati pubblicati gli schemi tipo di alcuni elementi documentali necessari alla predisposizione tariffaria, quali il Piano degli interventi e la Relazione di accompagnamento alla predisposizione tariffaria, precisando i contenuti minimi e l'ordine espositivo di detta documentazione al fine di omogeneizzare, pur nel rispetto delle peculiarità e specificità di ciascun contesto gestionale, le informazioni fornite dai diversi soggetti competenti.

Si ricorda, infine, che la delibera 643/2013/R/idr ha 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'inertezza 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, che prevede:

- la trasmissione al soggetto competente di un'istanza di aggiornamento tariffario da parte del gestore con contestuale comunicazione all'Autorità;
- l'invio al soggetto competente di una diffida ad adempiere da parte dell'Autorità;
- l'approvazione della tariffa da parte dell'Autorità, in seguito al perfezionarsi del meccanismo del silenzio-assenso, o al successivo invio della documentazione mancante da parte del soggetto competente.

A seguito delle istanze pervenute trasmesse dai gestori, 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 addvenire, espletate le dovute verifiche e formulate le conseguenti valutazioni, all'approvazione tariffaria.

A partire dal mese di gennaio 2014 e per tutto il mese di aprile, l'Autorità ha proseguito nell'attività di approvazione delle tariffe per gli anni 2012-2013, tramite la pubblicazione di 19 delibere.

A partire dal mese di maggio, invece, una volta acquisite le prime predisposizioni tariffarie complete ai sensi della delibera 643/2013/R/idr, l'Autorità ha iniziato ad approvare anche le tariffe

² Il termine per la raccolta dati fissato al 31 marzo 2014 dalla delibera 643/2013/R/idr è stato prorogato al 30 maggio 2014.

per il periodo 2014-2015, pur proseguendo a deliberare le tariffe non ancora approvate per gli anni 2012-2013.

A tal riguardo, alla data del 31 marzo 2015, l'Autorità ha pubblicato 57 delibere di approvazione delle tariffe relative a 45.609.399 abitanti, tra le quali:

- le delibere che hanno approvato il pertinente schema regolatorio predisposto per 116 gestori, che erogano il servizio a 37.951.685 abitanti;
- le delibere che hanno attribuito un coefficiente di aggiornamento tariffario Φ pari a 0,9, riguardando 1.272 gestioni che non hanno inviato, ovvero inviato in forma incompleta, gli atti, i dati e le informazioni necessari alla determinazione tariffaria, coinvolgendo una popolazione di 5.656.972 abitanti;
- le delibere che hanno attribuito un coefficiente Φ pari a 1, interessando 284 gestioni (per una popolazione servita di 2.000.742 abitanti) per le quali è stata riscontrata una causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario (mancanza della Carta dei servizi, applicazione del minimo impegnato all'utenza domestica, mancata consegna degli impianti).

Si rileva che gli aggiornamenti tariffari, salvo i casi di inadempienza rilevati d'ufficio, sono stati proposti dagli enti d'ambito e approvati dall'Autorità in esito a una valutazione di coerenza tra la proposta tariffaria ricevuta dal soggetto competente e gli interventi – risultanti dagli atti e dai documenti trasmessi – ritenuti prioritari per il raggiungimento degli obiettivi, nazionali ed europei, di qualità ambientale e della risorsa destinata al consumo umano, nonché riferiti agli impianti di trattamento dei reflui (tema rispetto al quale sono tuttora pendenti presso la Commissione europea contro l'Italia alcune procedure d'infrazione per il mancato rispetto degli standard stabiliti a livello europeo). Si tratta di provvedimenti individuali di approvazione tariffaria che tengono conto di una serie di profili e valutazioni puntuali che caratterizzano il proponente e avvengono, comunque, a seguito di una specifica interlocuzione.

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 due determinazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non si disponeva degli atti, dei dati e delle informazioni necessari 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.

Con riferimento, poi, al completamento delle attività di approvazione tariffaria riguardanti il biennio 2012-2013 (annualità per le quali le modalità e i tempi di trasmissione dei dati, degli atti coerentemente redatti e delle informazioni da parte dei soggetti competenti hanno in molti casi risentito della complessità della *governance* a livello locale, spesso caratterizzata dalla presenza di una pluralità di articolati passaggi istruttori e decisionali, finalizzati al raggiungimento della predisposizione tariffaria), l'Autorità sta proseguendo gli approfondimenti istruttori di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr, che disciplina i casi in cui la proposta tariffaria determina una variazione annuale superiore al 6,5%, interloquendo con gli enti d'ambito e i soggetti competenti per richiedere precisazioni e ulteriore materiale documentale. Proseguono anche le attività ispettive per verificare le dichiarazioni e le informazioni rese in sede di determinazione tariffaria.

Si segnala, infine, l'approvazione della delibera 3 aprile 2014, 163/2014/R/idr, con la quale l'Autorità ha ordinato la restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del SII relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011 per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011, negli ambiti territoriali non interessati dalla precedente delibera 5 dicembre 2013, 561/2013/R/idr. La delibera prevede:

- per gli enti d'ambito, in relazione alle cui proposte l'Autorità ha ritenuto di non formulare rilievi, di intimare al gestore di procedere alla restituzione all'utenza della componente remunerazione del capitale investito, come calcolata dall'ente d'ambito competente, nel primo documento di fatturazione utile, trasmettendo all'Autorità, entro i successivi 30 giorni, apposita comunicazione in ordine all'avvenuta restituzione;
- per gli enti d'ambito che non hanno adempiuto alle puntuali richieste di chiarimento inviate o che hanno esposto dubbi circa le modalità di individuazione degli importi da restituire, di intimare al gestore di procedere alla restituzione all'utenza di un importo calcolato dall'Autorità, escludendo dal computo i valori ritenuti inammissibili in un'ottica di tutela degli utenti;
- per gli enti d'ambito per i quali non sono pervenute informazioni sufficienti, di intimare a tutti i gestori presenti sul territorio

di procedere alla restituzione all'utenza di un importo quantificato forfettariamente in 4,92 €/utente.

Nel corso del 2014 l'Autorità ha continuato a ricevere le comunicazioni dei gestori in merito all'avvenuta restituzione della quota di remunerazione del capitale investito per l'anno 2011.

Corrispettivi relativi agli anni 2010 e 2011 per le gestioni ex CIPE

L'attività regolatoria relativa alla definizione delle tariffe per il settore idrico è proseguita con il documento per la consultazione 27 marzo 2014, 143/2014/R/idr, cui è poi seguita l'approvazione della delibera 6 giugno 2014, 268/2014/R/idr, che ha definito le regole di aggiornamento dei corrispettivi per le gestioni ex CIPE per gli anni 2010 e 2011 riconosciuti a conguaglio.

La presenza di determinazioni tariffarie diverse e di una metodologia di calcolo pregressa completamente differente, a parità di costi sottostanti, ha portato l'Autorità a specificare, nel periodo 2012-2013, il metodo tariffario applicabile alle gestioni ex CIPE, differenziandolo da quello per le gestioni che applicavano il metodo tariffario normalizzato (MTN). Con la delibera 88/2013/R/idr, dunque, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per le gestioni ex CIPE per gli anni 2012 e 2013 (metodo MTC). L'uniformità delle regole di aggiornamento delle tariffe è stata poi introdotta a partire dall'anno 2014 con l'approvazione dell'MTI, disposto con la delibera 643/2013/R/idr.

Si osserva, tuttavia, che la cessazione dei poteri tariffari del CIPE era avvenuta nell'anno 2009, da cui la richiesta di alcuni gestori ex CIPE di determinare, ora per allora, le tariffe per le annualità 2010-2011, che non erano mai state aggiornate. Su questo punto si è espresso il Consiglio di Stato che, con sentenze della IV Sezione nn. 255, 319 e collegate, rese in data 22 gennaio 2014, ha affermato che *«il vacuum relativo alle tariffe per le annualità 2010 e 2011 deve essere colmato dall'Autorità ora attributaria in via ordinaria e istituzionale dei poteri regolatori, ossia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas»*.

In attuazione delle richiamate sentenze del Consiglio di Stato, l'Autorità, con il documento per la consultazione 143/2014/R/idr, ha presentato i propri orientamenti in ordine alla regolazione tariffaria dei servizi idrici per le gestioni ex CIPE per gli anni 2010 e 2011, ovvero per il periodo precedente l'entrata in vigore dell'MTC.

La citata delibera 268/2014/R/idr prevede che i conguagli per le annualità 2010 e 2011 vengano trattati nella voce "partite pregresse", come disciplinata dall'art. 31 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/idr, e definisce il moltiplicatore tariffario massimo applicabile alle tariffe 2009 sulla base di una regola di aggiornamento basata esclusivamente sui tassi di inflazione rilevati. La regola approvata può determinare per i gestori la riscossione (in caso di conguagli positivi) o la restituzione all'utenza (in caso di conguagli negativi) dell'eventuale differenza tra la nuova determinazione delle tariffe relative agli anni 2010 e 2011 e quanto già fatturato.

Il documento individua, altresì, i casi specifici di esclusione dall'aggiornamento tariffario, anche per gli anni 2010 e 2011, a fronte di specifiche casistiche (gestioni con titolo a esercire il servizio dichiarato invalido o su cui è pendente un contenzioso, gestioni che non hanno provveduto alla prevista consegna degli impianti, gestioni che non avevano adottato la Carta dei servizi e gestioni che, in violazione alla normativa, fatturavano alle utenze domestiche un consumo minimo impegnato); inoltre prevede una procedura di approvazione che consenta di superare l'eventuale inerzia dei soggetti competenti tramite la possibilità, per i gestori, di presentare istanza di aggiornamento tariffario che, a seguito di diffida da parte dell'Autorità, si intende approvata dai soggetti competenti tramite il meccanismo del silenzio-assenso.

Modifiche alla disciplina dello switching per i gestori del servizio idrico integrato (SII) per favorire l'efficientamento dei costi di fornitura dell'energia

L'Autorità, in ragione della rilevante incidenza che i costi dell'energia elettrica hanno sui costi operativi dei gestori del SII e delle modalità di riconoscimento di tali costi previste dall'MTI, al fine di disincentivare la pratica diffusa tra i gestori medesimi di approvvigionarsi presso il servizio di fornitura di energia elettrica in regime di salvaguardia, generalmente più costoso del mercato libero, ha escluso dal computo del costo medio di settore i costi annuali dei gestori che hanno acquistato energia elettrica per più di quattro mesi in tale mercato.

Inoltre, con la delibera 4 dicembre 2014, 602/2014/R/eel, ha allungato il tempo per la comunicazione della rescissione del contratto di dispacciamento, per permettere all'eventuale nuovo venditore di comunicare la sottoscrizione del nuovo contratto di fornitura

minimizzando il rischio che il cliente gestore del servizio idrico sia temporaneamente rifornito tramite il servizio di salvaguardia³.

Avvio del nuovo metodo tariffario idrico e del nuovo periodo regolatorio

In coerenza con il modello di riferimento sul quale si sta attualmente incentrando il finanziamento delle attività pubbliche relative all'erogazione ai cittadini dei principali servizi pubblici, l'Autorità, con la delibera 24 luglio 2014, 374/2014/R/idr, ha avviato un procedimento finalizzato a una migliore individuazione dei costi efficienti, completando la definizione di idonee frontiere o di adeguati parametri di efficienza operativa e, in particolare, introducendo ulteriori valori soglia per la determinazione dei costi riconosciuti ai fini tariffari, anche attraverso la prosecuzione delle già avviate attività di raccolta, sistematizzazione e valutazione di dati tecnici e gestionali. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha avviato un'approfondita analisi dello stato e delle possibili criticità connesse all'attuale erogazione del servizio di misura nel settore idrico, nell'ottica generale di promozione dell'efficientamento e dell'attuazione del principio di *Water Conservation*. I risultati dell'analisi consentiranno di delineare una regolazione in grado di promuovere l'utilizzo efficiente della risorsa idrica e di favorire la riduzione delle perdite idriche.

Con la delibera 15 gennaio 2015, 6/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione dell'MTI per il secondo periodo regolatorio, disponendo altresì la riunione del procedimento in parola con quello avviato con la sopradetta delibera 374/2014/R/idr per la promozione dell'efficienza della produzione del SII, fissando contestualmente al 31 dicembre 2015 il termine unico per la conclusione del procedimento.

A completamento del quadro di riferimento per l'MTI del nuovo periodo regolatorio, l'Autorità con la delibera 15 gennaio 2015, 8/2015/R/idr, ha avviato anche il procedimento per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, nella consapevolezza dell'importanza del possibile impatto che le

diverse modalità di applicazione dei corrispettivi possono avere sull'utenza, anche a parità di vincolo ai ricavi garantiti.

Con la determina 31 marzo 2015, 4/2015 - DSID, l'Autorità ha, tra l'altro, definito e avviato le procedure di raccolta di elementi utili ai fini sia dell'aggiornamento dei dati e dei parametri tariffari per l'anno 2015, sia dell'esplicitazione della componente a copertura dei costi ambientali e della risorsa. I risultati dell'elaborazione di tali dati, infatti, forniscono elementi fattuali all'analisi sottesa all'aggiornamento del metodo tariffario per il nuovo periodo regolatorio.

Riscossione della tariffa e riparto delle relative spese

Con la delibera 15 gennaio 2015, 7/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per il riparto della tariffa e delle relative spese di riscossione tra i diversi gestori interessati nel caso in cui il SII sia gestito separatamente.

Come specificato nel precedente paragrafo dedicato al quadro normativo nazionale, le funzioni di regolazione e controllo trasferite all'Autorità sono state recentemente ampliate dall'art. 7 del decreto legge c.d. "Sblocca Italia" che, tra l'altro, ha integrato l'art. 156 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, stabilendo che *«qualora il servizio idrico sia gestito separatamente, per effetto di particolari convenzioni e concessioni, la relativa tariffa è riscossa dal gestore del servizio di acquedotto»*, il quale provvede successivamente alla riscossione, al riparto della tariffa tra i diversi gestori interessati *«in base a quanto stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico; con apposita convenzione, sottoposta al controllo dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, sono definiti i rapporti tra i diversi gestori per il riparto delle spese di riscossione»*.

In considerazione, dunque, della persistente frammentazione dell'organizzazione gestionale delle singole fasi che compongono il SII e del mutato quadro normativo, l'Autorità ritiene opportuno definire e uniformare, secondo criteri di efficienza, trasparenza e non discriminazione, le regole per la riscossione e il riparto della tariffa applicata agli utenti tra i diversi gestori interessati nel caso in cui

³ Per completezza si rammenta che ai sensi della ordinaria disciplina dello *switching*, l'attivazione del servizio di salvaguardia, che può verificarsi in caso di risoluzione del contratto di vendita per inadempimento da parte del cliente, può avvenire temporaneamente anche in presenza di un nuovo contratto stipulato con un nuovo venditore qualora la sottoscrizione sia troppo ravvicinata alle scadenze regolate dalle procedure di *switching*. In tali casi, l'impresa distributrice è tenuta ad attivare per un solo mese il servizio di salvaguardia (dal mese ancora successivo, infatti, decorrerà lo *switching* richiesto). Al fine di limitare gli oneri agli utenti del SII, con la delibera 602/2014/R/eel è stato previsto che l'utente del dispacciamento che recede dal contratto con un cliente gestore del SII, ne dia comunicazione entro il 20 del secondo mese antecedente alla data a partire dalla quale non intende più essere utente del dispacciamento e del trasporto.

i servizi idrici siano gestiti separatamente, con la finalità di perseguire, in particolare:

- l'efficienza allocativa, ovvero la minimizzazione delle distorsioni nell'allocazione delle risorse, garantendo ai diversi gestori una tariffa *cost reflective*;
- l'efficienza produttiva, ovvero la massimizzazione delle performance dei gestori, a parità di input.

Con il procedimento in oggetto si ritiene opportuno definire, inoltre, apposite regole per il riparto delle obbligazioni contrattuali per la gestione dei flussi informativi tra i gestori del servizio di acquedotto, fognatura e/o depurazione, con particolare riguardo ai volumi fatturati in relazione ai diversi servizi.

Costi ambientali e della risorsa

L'Autorità, a fine 2013, con la delibera 643/2013/R/idr, che ha introdotto il metodo tariffario idrico (MTI), ha esplicitato tra i costi riconosciuti in tariffa la componente ERC⁴ a copertura dei costi ambientali e della risorsa.

L'individuazione di tale componente di costo all'interno del vincolo dei ricavi del gestore del SII costituisce un passo importante del processo di esplicitazione e definizione dei costi ambientali e della risorsa nel sistema tariffario italiano, in ottemperanza a quanto disposto all'art. 9 della direttiva 2000/60/CE in materia di politiche europee dei prezzi dell'acqua e nelle more dell'azione del Ministero dell'ambiente della tutela del territorio e del mare, il quale, ai sensi del dispositivo dell'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, individua i criteri per la definizione di tale costo. L'esplicitazione della predetta componente ERC è stata interpretata dalla Commissione europea come condizione valida a livello nazionale nell'ambito dell'accordo di partenariato con l'Italia 2014-2020 – CCI 2014IT16M8PA00 – al fine di accedere ai Fondi strutturali. La Commissione ha, tuttavia, fissato al 30 giugno 2015 il termine per la definizione e la quantificazione effettiva dei costi ambientali della risorsa.

A partire dal gennaio 2014, gli Uffici dell'Autorità hanno partecipato al gruppo di lavoro interistituzionale condotto dal Ministero

dell'ambiente per la predisposizione del *Regolamento recante i criteri per la definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua*, in attuazione degli obblighi di cui agli articoli 4, 5 e 9 della direttiva comunitaria 2000/60/CE, approvato con decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 24 febbraio 2015, n. 39.

Nelle more dell'emanazione del suddetto *Regolamento* e della disciplina di separazione contabile regolatoria per il settore idrico – *unbundling* idrico, per il quale si rimanda al successivo paragrafo – la componente ERC è stata posta pari a zero per l'anno 2014, onde evitare che taluni costi riconducibili ai costi ambientali e della risorsa, già contemplati nelle voci di costo finanziario dell'MTI, fossero oggetto di *double counting* in sede di approvazione dei ricavi di gestione.

Con il documento per la consultazione 30 ottobre 2014, 539/2014/R/idr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per la quantificazione della variabile ERC per l'anno 2015 e delle due componenti EnvC²⁰¹⁵ e ResC²⁰¹⁵, ipotizzando una applicazione graduale della componente stessa, per tenere conto del processo di definizione degli strumenti regolatori, in particolare dell'implementazione dell'*unbundling* contabile per il settore idrico, necessario per garantire una puntuale esplicitazione dei costi.

Nel suddetto documento per la consultazione, l'Autorità ha individuato un insieme di definizioni, in linea con l'accezione comunitaria e coerentemente con gli orientamenti emersi nel tavolo di lavoro interistituzionale e successivamente recepiti nel *Regolamento*, ove si assume:

- per il costo ambientale, il criterio della quantificazione del danno ambientale, inteso come costo diretto della misura ripristinatoria dello stato ambientale precedente all'utilizzo della risorsa;
- per il costo della risorsa, l'equivalenza con la valorizzazione dell'impiego incrementale di una unità in più di risorsa per un certo utilizzo, sottraendo la medesima agli altri usi.

Con la delibera 23 dicembre 2014, 662/2014/R/idr, l'Autorità ha quantificato la componente ERC per l'anno 2015, facendovi confluire un primo insieme di oneri riconducibili a costi ambientali e della risorsa precedentemente riconosciuti nel vincolo dei ricavi del gestore, ovvero:

⁴ La componente ERC è data dalla somma della componente EnvC a copertura dei costi ambientali e della componente ResC a copertura dei costi della risorsa.

- gli oneri locali, per i quali possano essere evidenziate finalità e destinazione tali da giustificare la loro qualificazione come costi ambientali e della risorsa;
- i costi di progettazione degli impianti di depurazione, come espressamente individuati e programmati dai Piani d'ambito di cui all'art. 8-sexies del decreto legge 30 dicembre 2008, n. 208, come convertito nella legge 27 febbraio 2009, n. 13;
- altri oneri, canoni o contributi relativi al ripristino del danno ambientale.

Sulla base dei criteri sopra esposti, i soggetti competenti dovranno determinare e comunicare all'Autorità i costi ambientali e della risorsa delle singole gestioni, quantificando la componente ERC²⁰¹⁵ per ciascuna gestione e rideterminando le componenti del vincolo dei ricavi di gestione.

Entro il 31 maggio 2015, in ottemperanza ai richiamati impegni presi con la Commissione europea nell'ambito dell'accordo di partenariato 2014-2020 con l'Italia, l'Autorità pubblicherà gli esiti della citata ricognizione dei costi ambientali e della risorsa individuati delle singole gestioni, nonché della rideterminazione della componente ERC²⁰¹⁵.

Vista l'eterogeneità dei criteri di allocazione dei costi di trattamento dei reflui proposti dai soggetti partecipanti alla consultazione, alla componente ERC non sono stati attribuiti i costi di capitale della depurazione. L'inclusione di tali costi verrà effettuata nel secondo periodo regolatorio, a valle della definizione della disciplina dell'*unbundling* contabile per il settore idrico che verrà nel frattempo perfezionata. Tale rinvio si è reso necessario per garantire l'omogeneità e la comparabilità dei costi.

Tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali

Con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, al fine di superare lo stato di incertezza in cui versa il comparto, caratterizzato dalla coesistenza di metodi e criteri tariffari eterogenei sul territorio nazionale.

Tali difformità hanno portato, nel tempo, all'instaurarsi di disparità di tariffazione tra scarichi aventi il medesimo profilo inquinante, pregiudicando la concorrenzialità all'interno di medesimi comparti industriali e determinando sussidi incrociati fra le diverse tipologie di utenza, cui sono associati differenti impatti ambientali.

L'Autorità ha presentato i suoi primi orientamenti in materia nel documento per la consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, e, successivamente, gli orientamenti finali nel documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr. Nell'ambito del processo di consultazione è stata effettuata un'estesa ricognizione dei metodi e dei criteri adottati nei diversi contesti territoriali per la disciplina tariffaria dei reflui industriali, cui è seguita la proposta di ulteriori formulazioni tariffarie che tengano conto delle criticità riscontrate nei metodi esistenti.

Con la nuova metodologia per la determinazione dei corrispettivi per i reflui industriali, l'Autorità intende perseguire gli obiettivi generali della certezza della regolazione e dell'implementazione del principio "chi più inquina più paga" nell'allocazione dei costi dei servizi, nonché i seguenti obiettivi specifici:

- definizione di tariffe che riflettano i costi efficienti generati;
- identificazione della corretta allocazione dei costi;
- prevenzione di distorsioni e disallineamenti tariffari a parità di tipologia di reflu e situazione ambientale;
- semplificazione amministrativa e trasparenza verso gli utenti.

La proposta finale dall'Autorità, indicata nel citato documento 620/2014/R/idr come "Metodologia B", presenta alcune caratteristiche distintive ovvero:

- porta all'individuazione di una tariffa uniforme all'interno del medesimo ambito territoriale ottimale (ATO);
- assume una struttura binomia, articolandosi in una quota fissa unica per fognatura e depurazione e in una quota variabile distinta per i due servizi;
- prevede una quota fissa che rappresenta il corrispettivo annuo finalizzato alla copertura dei costi operativi, ovvero i costi per la gestione amministrativa dell'utenza e i costi connessi con il controllo quali-quantitativo dello scarico; questi ultimi sono costi aggiuntivi rispetto a quelli sostenuti per le utenze domestiche;
- prevede che la quota variabile del servizio di fognatura – proporzionale al volume annuo scaricato – possa essere determinata sulla base sia della tariffa media applicata alle utenze domestiche nell'ATO, sia di un coefficiente moltiplicativo della stessa, che tiene conto delle caratteristiche del reflu industriale scaricato;

- prevede che il corrispettivo unitario del servizio di depurazione sia determinato sulla base dei costi medi di depurazione dell'ATO, calcolati considerando tutte le utenze, ai quali sono aggiunti i costi associati alla presenza di inquinanti in concentrazione superiore a quella assunta come riferimento.

La proposta dell'Autorità trova completamento con alcune modalità applicative della "Metodologia B", in relazione alla definizione di responsabilità e compiti relativi al servizio di misura per gli scarichi in pubblica fognatura e all'introduzione di una disciplina delle attività di verifica delle caratteristiche quali-quantitative dei reflui industriali ai fini tariffari.

In considerazione del fatto che il procedimento per la definizione della nuova metodologia è sottoposto all'Analisi di impatto regolatorio (AIR), secondo la disciplina di cui l'Autorità si è dotata per i procedimenti di adozione degli atti di regolazione più innovativi e rilevanti, al momento della presente stesura è in corso la valutazione di impatto della nuova formulazione proposta. A tale scopo, l'Autorità ha predisposto un'apposita raccolta dati, che coinvolge alcuni enti di governo dell'ambito volontari, finalizzata a consentire la valutazione di impatto della modifica regolatoria sugli utenti industriali e civili, l'indicazione dell'intervallo di valori da associare ai parametri di modulazione previsti in considerazione dell'analisi di sensitività condotta, le indicazioni relative all'articolazione fra quota fissa e quota variabile e altri elementi utili per definire la strategia di applicazione nel percorso di entrata in vigore a livello nazionale.

Regolamentazione dell'*unbundling*

La definizione della regolazione in materia di separazione contabile risulta di primaria importanza per il completamento della regolazione tariffaria dei servizi idrici. L'Autorità ha avviato tale percorso già a inizio del 2013 con il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, nel quale sono stati illustrati i primi orientamenti in materia. Dalla fase di consultazione sono emerse una sostanziale esigenza di semplificazione rispetto ai primi orientamenti delineati e la necessità di uno stretto coordinamento tra la materia in oggetto e la regolazione tariffaria, ragion per cui

l'Autorità ha proceduto, nel corso del 2014, a uno studio approfondito dell'*unbundling* del settore che porterà alla pubblicazione del provvedimento finale nell'anno in corso.

Dapprima, infatti, nel documento per la consultazione 6 febbraio 2014, 36/2014/R/com, è stata evidenziata l'esigenza di svolgere ulteriori approfondimenti in materia di obblighi di separazione contabile per i servizi idrici, rinviando eventuali proposte su tali aspetti a successivi documenti per la consultazione.

Nella successiva delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com, l'Autorità, rimarcando l'esigenza di un approccio olistico alla regolazione del settore e, nello specifico, di uno stretto collegamento tra *unbundling* e regolazione tariffaria, ha rimandato la conclusione dell'intervento al fine di garantire criteri di separazione contabile coerenti con quelli relativi alla regolazione tariffaria del prossimo periodo.

Con il successivo documento per la consultazione 539/2014/R/idr, l'Autorità, alla luce delle maggiori conoscenze settoriali maturate, ritenendo che la separazione contabile del bilancio di esercizio delle imprese idriche debba essere articolata in modo da tener conto della forte differenziazione e frammentazione del settore (che si caratterizza per un numero molto elevato di operatori eterogenei), della dimensione molto piccola di numerosi gestori, dell'assenza di concorrenza nell'erogazione dei servizi idrici affidati in via esclusiva a un soggetto che gestisce il servizio in regime di monopolio locale, nonché della diffusa presenza di amministrazioni pubbliche tra i gestori del SII, ha proposto una perimetrazione delle attività oggetto di separazione contabile semplificata rispetto a quella individuata nel documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, e più rispondente alle esigenze di regolazione tariffaria dettate dalla normativa⁵.

La complessità della materia, tuttavia, ha fatto emergere la necessità di un confronto diretto con i soggetti interessati – peraltro richiesto dagli stessi nel corso delle citate consultazioni – per cui l'Autorità ha istituito, nel mese di novembre 2014, un tavolo tecnico con i principali *stakeholders* del settore allo scopo di giungere alla pubblicazione di un nuovo documento per la consultazione maggiormente condiviso entro la metà del 2015 e di un provvedimento finale, entro il mese di settembre 2015, che preveda

⁵ 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.

l'applicazione dell'*unbundling* contabile del settore idrico a decorrere dall'1 gennaio 2016, in concomitanza con l'entrata in vigore del metodo tariffario del secondo periodo regolatorio.

Predisposizione della convenzione tipo

Nell'ambito del procedimento per l'introduzione di una disciplina uniforme della convenzione tipo per l'affidamento e la gestione del SII – avviato con la delibera 26 settembre 2013, 412/2013/R/idr – l'Autorità ha presentato i suoi primi orientamenti in materia nel documento per la consultazione 10 aprile 2014, 171/2014/R/idr.

Considerate le elevate specificità e complessità del settore idrico, il sopradetto documento per la consultazione ha prospettato l'introduzione di una matrice di schemi di convenzioni tipo, declinati in base alla tipologia di affidamento dei servizi idrici prevista dalla vigente normativa e allo schema regolatorio selezionato ai sensi dell'MTI di cui alla delibera 643/2013/R/idr; ciò esplicitando gli effetti in termini di incentivi agli investimenti che i singoli schemi di contratto possono indurre sugli attori coinvolti e verificandone, in particolare, l'efficacia rispetto agli obiettivi da conseguire e la rispondenza alle esigenze dei diversi *stakeholders*: la protezione e le garanzie per i consumatori, gli stimoli alla minimizzazione dei costi per i gestori, la stabilità e l'affidabilità per i finanziatori.

L'Autorità ha individuato tre schemi base di convenzione tipo corrispondenti ai tre grandi paradigmi organizzativi e gestionali delineati dal diritto eurounitario: affidamento mediante gara, partenariato pubblico-privato con gara per la scelta del socio privato (PPP) e *in house providing*. Ciascuna delle tre tipologie di affidamento, per tenere in considerazione le implicazioni che intercorrono tra caratteristiche del modello organizzativo e obiettivi da raggiungere in termini di investimento e di costi operativi, è stata differenziata sulla base dei quattro schemi regolatori introdotti con l'MTI.

Tuttavia, il quadro normativo di riferimento è stato modificato dalle disposizioni recate dal decreto legge c.d. "Sblocca Italia" che, all'art. 7, introduce previsioni destinate a incidere sui contenuti degli schemi tipo, con particolare riferimento agli aspetti che attengono al regime giuridico prescelto per la gestione del servizio, all'oggetto del contratto, al perimetro dell'attività svolta, agli obblighi delle parti (ivi incluso l'obbligo di raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione, il cui mantenimento si prevede che debba essere assicurato sulla base di strumenti definiti nella convenzione tipo), agli obblighi e alle

modalità di consegna dei beni e degli impianti, nonché alle procedure di subentro.

Conseguentemente, con la delibera 25 settembre 2014, 465/2014/R/idr, l'Autorità ha disposto di integrare e rinnovare il procedimento di cui alla delibera 412/2013/R/idr, prevedendo che lo stesso tenga conto delle recenti disposizioni introdotte dal decreto legge c.d. "Sblocca Italia" in materia di:

- organizzazione territoriale del SII, introducendo il principio di unicità della gestione – in luogo dell'unitarietà della gestione – quale principio da seguire nella delimitazione degli ambiti territoriali ottimali a opera delle Regioni;
- scadenze, modalità di affidamento e di gestione del servizio idrico, che dovranno essere affidate dall'ente di governo dell'ambito al gestore unico adottando una "forma di gestione" fra quelle previste dall'ordinamento europeo;
- trasferimento all'ente locale concedente – nei limiti e secondo le modalità previste dalla convenzione – dei beni e degli impianti del gestore uscente relativi al SII;
- disciplina delle conseguenze derivanti dalla eventuale cessazione anticipata dell'affidamento;
- criteri e modalità per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore uscente e per la definizione del valore di rimborso, che dovrà essere corrisposto al gestore uscente alla scadenza dell'affidamento.

Con la già citata determina 4/2015 – DSID, parallelamente alla raccolta dei dati tariffari si è proceduto ad avviare l'acquisizione delle informazioni necessarie al monitoraggio degli affidamenti del servizio idrico integrato e della partecipazione degli enti locali agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali.

Tale acquisizione risulta essenziale per il soddisfacimento delle esigenze informative derivanti dal disposto dell'art. 172 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legge c.d. "Sblocca Italia" che, al comma 3-*bis*, prevede che l'Autorità, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, presenti alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo stesso, con particolare riguardo alla costituzione degli enti di governo degli ambiti da parte delle Regioni, all'affidamento del servizio idrico integrato da parte degli enti di governo degli ambiti e alla partecipazione degli enti locali all'ente di governo dell'ambito.

Tutela dell'utenza del settore idrico

Nel corso del 2014 sono stati disposti numerosi provvedimenti regolatori sui temi che attengono più marcatamente alla tutela dell'utenza del settore idrico. Nel corso dei seguenti paragrafi, viene fornita una breve descrizione degli interventi in tema di:

- regolazione della qualità contrattuale del servizio garantita all'utenza;
- promozione dell'efficienza nella produzione del SII;
- qualità della risorsa fornita all'utenza, con particolare riguardo al tema della contaminazione da arsenico;
- tutela degli utenti disagiati, ivi inclusi quelli colpiti da eventi sismici.

Regolazione della qualità contrattuale

Con la delibera 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la regolazione della qualità contrattuale del SII, 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 n. 481/95.

Dalle osservazioni ai documenti per la consultazione e dai reclami pervenuti, è infatti emersa, da un lato, la parziale o difforme attuazione delle specifiche previsioni di legge concernenti i contenuti obbligatori delle Carte dei servizi, con particolare riferimento alle forme di tutela dell'utente, dall'altro lato, la scarsa diffusione delle Carte dei servizi medesime che spesso non vengono adottate

dai gestori, nonostante le prescrizioni normative, e che, in taluni casi, sono redatte sotto forma di brochure informativa dell'azienda, come dimostrato anche dai numerosi casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario 2012 e 2013, ai sensi della delibera 643/2013/R/idr.

Nell'ambito del sopracitato procedimento, con la determina 7 aprile 2014, 5/2014 – DSID, l'Autorità ha effettuato, fra l'altro, un'attività di monitoraggio e verifica degli standard qualitativi attualmente previsti dalle Carte dei servizi, nonché dei livelli di raggiungimento degli standard medesimi da parte dei gestori, con particolare riguardo all'uso civile domestico. Nello specifico, sono stati richiesti agli enti d'ambito⁶ informazioni e dati relativi ai tempi di attivazione della fornitura, di fatturazione e di rettifica di 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.

A seguito di tale raccolta dati, che si è conclusa il 30 settembre 2014, sono pervenute informazioni inerenti a 227 gestori operanti in 5.048 comuni, che servono complessivamente circa il 70% della popolazione.

La ricognizione effettuata ha evidenziato livelli prestazionali e standard contrattuali molto differenziati tra i diversi gestori, con una sostanziale divergenza tra gli standard teorici garantiti nelle Carte dei servizi e le condizioni contrattuali effettivamente applicate agli utenti. Dai dati comunicati dagli esercenti è altresì emerso che solo il 65% dei gestori indennizza l'utente in caso di disservizio.

⁶ Gli enti d'ambito hanno a loro volta raccolto e validato i dati dei gestori del territorio di propria competenza.

Sulla base della ricognizione delle criticità riscontrate in relazione al rapporto tra gestore e utente, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 665/2014/R/idr, contenente i primi orientamenti in relazione alla regolazione della qualità contrattuale del SII, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, al fine di rafforzare e omogeneizzare i livelli di tutela degli utenti finali e dell'utente domestico in particolare, di garantire la certezza dei tempi di pagamento e di sostenere la chiarezza, la semplicità e la trasparenza verso gli utenti.

Più specificamente, nell'intento di disciplinare la qualità contrattuale mediante l'introduzione di regole univoche e, dunque, di superare le difformità tra gli standard qualitativi – e tra i relativi indennizzi – attualmente previsti nelle Carte dei servizi adottate dai diversi gestori, sono stati proposti i primi orientamenti per la regolazione delle condizioni contrattuali relative a:

- modalità di fatturazione e rettifica della fatturazione, ipotizzando l'emissione di almeno tre bollette all'anno e un tempo massimo di 60 giorni per la rettifica di fatturazione e la risposta alla relativa richiesta scritta; è stata proposta, altresì, l'introduzione di indennizzi automatici in caso di violazione degli standard specifici;
- rateizzazione dei pagamenti, proponendo l'introduzione della rateizzazione obbligatoria per importi particolarmente elevati in proporzione all'addebito medio, con una soglia fissa specifica per le utenze domestiche;
- gestione degli sportelli e previsione del sito web, proponendo standard minimi per l'apertura degli sportelli e i relativi tempi di attesa, nonché l'obbligatorietà per tutti i gestori di predisporre un sito web attraverso il quale all'utenza sia data l'opportunità di gestire on line le pratiche contrattuali, la presentazione di reclami e la richiesta di informazioni;
- gestione dei servizi telefonici, ipotizzando obblighi minimi di servizio e introducendo indicatori di qualità che si sono rivelati efficaci nella gestione dei *call center* dei settori dell'energia elettrica e del gas;
- richieste di informazioni e gestione dei reclami, proponendo un termine di 30 giorni per la risposta scritta e l'indennizzo

automatico dell'utente nel caso in cui lo standard specifico non venga rispettato.

L'intervento dell'Autorità in materia si inquadra nell'ambito dell'approccio per schemi regolatori adottato per la definizione dell'MTI, attraverso il quale è possibile coniugare le condizioni di partenza di ciascun territorio con gli obiettivi specifici identificati dai soggetti competenti. La qualità e, nel caso specifico, la qualità contrattuale, rappresentano quindi una dimensione che, aggiungendosi a quella generata dalle misure previste nei Piani degli interventi, dovrà essere considerata dagli enti di governo dell'ambito nella scelta dello schema di regole da utilizzare per il computo tariffario. Nell'ambito dell'approccio delineato assumono, pertanto, particolare rilevanza anche le decisioni adottate dagli enti di governo dell'ambito – dotati di maggiori informazioni sui contesti di competenza, in particolare sulla *willingness to pay* degli utenti – i quali possono individuare con maggiore precisione i desiderata delle comunità locali da servire.

Nel *framework* disegnato dall'Autorità, la previsione di un miglioramento degli aspetti riconducibili alla qualità contrattuale, rispetto a quanto già in essere, può dar luogo – a seguito delle valutazioni formulate dal soggetto competente – alla richiesta di oneri aggiuntivi, ovvero alla programmazione di investimenti più elevati con conseguente riflesso nel computo del vincolo ai ricavi del gestore, VRG⁷. Inoltre, si prevede di poter valutare la possibilità di quantificare, *ex post*, la performance gestionale, attraverso un meccanismo tradizionale di premio/penalità, prospettando l'introduzione nel calcolo del VRG di una parte incentivante specifica e differenziale da valorizzare a consuntivo tra le componenti a conguaglio.

Nello specifico, dunque, nel prospettare l'introduzione di standard qualitativi specifici e generali, di meccanismi di indennizzo automatico, nonché di premi e penalità, l'Autorità è orientata:

- ad assicurare l'applicazione delle condizioni contrattuali migliorative attualmente garantite dai gestori riconoscendone i costi, ove approvati dall'ente di governo dell'ambito o da altro soggetto competente, all'interno del vincolo sui ricavi;

⁷ Gli oneri aggiuntivi e gli investimenti più elevati andrebbero computati nel VRG rispettivamente nelle voci Op^{new} e IP^{exp} .

- a prevedere, al contempo, l'introduzione di un meccanismo premiante nel caso in cui l'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente ritenga necessario promuovere il conseguimento di un livello qualitativo superiore a quello minimo previsto sull'intero territorio nazionale.

Al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure proposte, si intende rendere obbligatoria la nuova regolazione contrattuale, come eventualmente modificata sulla base del procedimento di consultazione in corso, dall'1 gennaio 2016. Con un successivo documento per la consultazione, che si prevede di emanare entro l'estate 2015, verranno poi illustrati gli orientamenti sulla regolazione della continuità e dell'accessibilità del servizio, ivi inclusa quella afferente agli allacciamenti e all'attivazione della fornitura.

Promozione dell'efficienza

Fra i provvedimenti finalizzati alla tutela dell'utenza, si inserisce la delibera 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, con la quale l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sullo stato dell'arte del servizio di misura e sulle possibili criticità connesse con l'erogazione del servizio stesso al fine di:

- promuovere l'efficientamento dell'utilizzo della risorsa idrica;
- stimolare la riduzione delle perdite idriche;
- garantire all'utente una determinazione certa e trasparente dei consumi fatturati;
- stabilire livelli minimi di servizio per le attività di misura.

Nell'ambito del citato provvedimento, con la già richiamata determina 5/2014 – DSID, l'Autorità ha iniziato un processo di acquisizione di informazioni, fra l'altro, sul grado di copertura e sull'efficienza del SII sul territorio nazionale, con la finalità di individuare indicatori, valori medi e di *benchmark* con cui rappresentare e valutare lo stato infrastrutturale e di efficienza del servizio.

Il procedimento avviato con la delibera 24 luglio 2013, 536/2013/E/idr, è stato successivamente unificato con quello avviato con la delibera 374/2014/R/idr, relativo alla promozione dell'efficienza della produzione del SII. Esso si inserisce nel quadro di indicazioni dell'Unione europea, relative, in particolare, alla determinazione di prezzi che incentivino l'efficienza e alla promozione dell'innovazione per migliorare l'efficienza delle risorse e la competitività.

Le finalità che l'Autorità intende perseguire in merito riguardano in particolare:

- l'incentivazione dell'efficienza produttiva, ovvero della massimizzazione delle performance dei gestori, a parità di input;
- lo stimolo all'efficienza dinamica, favorendo l'adozione delle migliori tecniche disponibili.

Il procedimento avviato con la citata delibera 374/2014/R/idr ha, inoltre, lo scopo di promuovere lo sviluppo di tecnologie tese all'efficientamento energetico in tutte le fasi del comparto idrico, finalizzato a sua volta al contenimento dei costi sostenuti dai gestori e degli oneri gravanti sugli utenti, nonché di favorire l'uso efficiente delle risorse anche a vantaggio delle future generazioni.

In questo contesto, con particolare riferimento all'efficienza del servizio di misura, è in corso un'attività di definizione di un indice basato sulla diffusione e sulla vetustà dei misuratori e di un indice per la determinazione dell'efficacia del servizio di misura nel suo complesso, che include anche le attività di lettura e autolettura dei misuratori.

Entrambi gli indici, basati sugli indicatori disciplinati nell'MTI, sono destinati a valutare l'efficacia e il grado di accuratezza nella quantificazione dei volumi utilizzati sia per le determinazioni tariffarie, sia per la fatturazione all'utente finale. Sono allo studio, inoltre, altri indicatori per la valutazione delle perdite idriche nelle reti acquedottistiche.

Nell'ottica di perseguire l'obiettivo di semplificazione e riduzione degli oneri amministrativi gravanti sugli operatori del settore, nell'ambito dell'attività di raccolta dei dati tecnici, infine, è stato avviato un confronto fra Autorità e Istat, al fine di giungere a un allineamento delle definizioni e delle grandezze richieste nelle raccolte dati promosse dalle due istituzioni, nel rispetto delle diverse finalità istituzionali delle rispettive indagini e rappresentazioni conoscitive.

Chiusura dell'istruttoria conoscitiva sull'arsenico

Con la delibera 30 aprile 2014, 199/2014/R/idr, l'Autorità ha concluso l'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 28 marzo 2013, 135/2013/E/idr, in merito all'erogazione del servizio di acquedotto nei comuni interessati da limitazioni all'uso, causate dall'elevata concentrazione di arsenico e/o fluoro nell'acqua destinata al consumo umano.

L'analisi degli elementi acquisiti ha fatto emergere alcuni aspetti critici in merito alla potabilità dell'acqua e alla qualità della risorsa che, tuttavia, risultano non completamente rientranti nella sfera di competenza dell'Autorità, in quanto definiti e regolati da specifiche norme di legge a tutela della salute della cittadinanza. Alla luce dell'estrema rilevanza delle problematiche emerse, l'Autorità ha ritenuto opportuno non procedere alla riduzione delle tariffe riconosciute ai gestori, in quanto il requisito della potabilità non può essere valorizzato o monetizzato sul piano economico-tariffario dalla regolazione senza correre il rischio che la fornitura di acqua potabile sia oggetto di una valutazione di opportunità economica degli obiettivi industriali della gestione del servizio idrico. Diverso sarebbe il caso in cui, a fronte di costi di gestione che includono le attività di dearsenificazione o potabilizzazione o di inadempienza a obblighi di ripristino della qualità dell'acqua gravanti specificamente sul gestore, il risultato fosse la fornitura di acqua priva dei necessari standard qualitativi: in tal caso, si tratterebbe di una evidente violazione che rientra nei compiti di regolazione attribuiti all'Autorità.

L'approfondimento effettuato ha, inoltre, evidenziato alcune lacune strutturali, sovente attinenti a profili non di competenza dell'Autorità, e porta dunque a ritenere di dover porre in rilievo l'opportunità di:

- una revisione della disciplina dei canoni di derivazione ai fini idropotabili, legando i medesimi alla qualità del corpo idrico da cui avviene l'attingimento, tra l'altro in ossequio ai criteri dettati dalla disciplina comunitaria sul costo della risorsa;
- una più chiara definizione, per via legislativa, dell'assetto istituzionale che garantisce la qualità dell'acqua per il consumo umano e delle modalità e tempistiche dei controlli interni ed esterni, anche in relazione ai rapporti di concessione del SII;
- una intensificazione delle azioni di monitoraggio circa il rispetto della disciplina dei controlli interni da parte dei gestori prevista dall'art. 7 del decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, con assegnazione all'Autorità delle relative attività di vigilanza, al fine di verificare anche l'ottemperanza alle prescrizioni di

esecuzione dei controlli interni da parte dei gestori, con effetti sulla condizionalità all'approvazione tariffaria.

Tutela degli utenti disagiati e degli utenti interessati dagli eventi sismici

Con la delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com (come successivamente modificata⁸ e integrata), l'Autorità ha introdotto specifiche agevolazioni tariffarie e ha 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 U11 per la perequazione dei costi relativi ai servizi di acquedotto, fognatura e depurazione. Tale componente tariffaria viene applicata da tutti i gestori e versata alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (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 6/2013/R/com ha, altresì, previsto che il gestore, in caso di successivo mancato pagamento da parte dei clienti finali dei crediti sospesi⁹, possa accedere a un apposito meccanismo di copertura dei crediti non riscossi, definito con successivo provvedimento dall'Autorità, presentando istanza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. L'accesso al meccanismo è, comunque, subordinato allo svolgimento delle azioni volte alla gestione e al recupero dei crediti, quali la costituzione in mora, la sospensione della fornitura per morosità del cliente finale (ove possibile) e tutte le azioni previste dalla normativa a tutela del credito.

Con il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, l'Autorità ha definito i propri orientamenti in relazione al meccanismo di copertura del rischio di morosità, relativo alla forniture di energia elettrica, gas e del SII, in considerazione della sospensione dei termini di pagamento e della successiva rateizzazione prevista a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 maggio 2012 e giorni successivi.

⁸ 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/com.

⁹ Con la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, l'Autorità ha sospeso, a partire dal 20 maggio 2012, i termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere, relative alla fornitura di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo reti canalizzate, e 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, ha poi fissato in sei mesi tale periodo di sospensione.

Il documento per la consultazione 645/2014/R/com prevede, dunque, specifiche modalità di quantificazione dei crediti non riscossi dai gestori, ammettendo al meccanismo di copertura solo i crediti oggetto di sospensione dei termini di pagamento decorsi 24 mesi dalla scadenza della relativa fattura o comunque della singola

rata in caso di rateizzazione, comprendendo anche i crediti oggetto di rateizzazione superiore ai 24 mesi previsti. L'Autorità, in coerenza con quanto stabilito dalla delibera 6/2013/R/idr ha ipotizzato di riconoscere ai gestori del SII una percentuale di copertura dei crediti non riscossi pari al 70% dei costi effettivi del singolo gestore.

Tutela dei consumatori

Reclami e segnalazioni degli utenti dei servizi idrici

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. Qualora l'Autorità valuti l'esistenza dei presupposti per propri atti di regolazione o di *enforcement* nei confronti del gestore, le relative delibere sono pubblicate sul sito web dell'Autorità.

Nel corso del 2014 sono pervenuti all'Autorità 2.643 reclami e segnalazioni attinenti a diverse problematiche sollevate dagli utenti del settore idrico.

L'andamento è sinteticamente illustrato nella figura 5.1, che evidenzia un aumento del 312% rispetto al 2013.

Il picco registrato dal mese di ottobre in poi è dovuto, soprattutto, all'inserimento in fattura, da parte di alcuni gestori, dei conguagli per partite pregresse che sono stati esposti separatamente in bolletta (71%), sulla base delle disposizioni di cui all'art. 31, della delibera 643/2013/R/idr sull'approvazione dell'MTI.

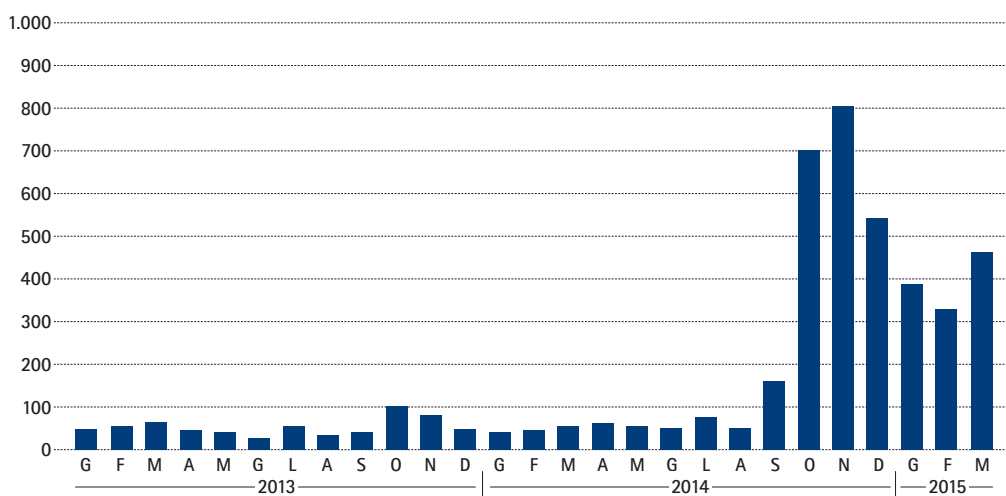
Per la restante parte, i reclami riguardano soprattutto la fatturazione dei consumi (9%), le tariffe (5%), la morosità (4%), mentre, in misura più limitata, le controversie attengono ad aspetti di qualità del servizio (1%).

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.

Inoltre, molti reclami delineano una scarsa conoscenza e/o effettività della tutela offerta dalle Carte dei servizi.

FIG. 5.1

Reclami attinenti al sistema idrico pervenuti all'Autorità negli anni 2013, 2014, e nel primo trimestre 2015



Fonte: AEEGSI.

Promozione delle procedure di risoluzione alternativa delle controversie

Con la delibera 12 marzo 2015, 97/2015/E/idr, l'Autorità ha approvato la relazione conclusiva dell'Indagine conoscitiva, avviata con la delibera 27 febbraio 2014, 73/2014/E/idr, sulle procedure stragiudiziali di risoluzione delle controversie da parte dei gestori del SII a vantaggio degli utenti, nonché sulla loro attuale diffusione ed effettiva disponibilità e conoscibilità.

A poco più di tre anni dall'attribuzione all'Autorità delle funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici, tale relazione rappresenta una ricognizione diffusa, su scala nazionale, sul tema della risoluzione delle controversie alternative alla giustizia ordinaria (ADR – *Alternative Dispute Resolution*) per gli utenti del SII. Le informazioni relative alle procedure di ADR per il settore idrico sono state ricavate dalla più ampia raccolta dati (le cui indicazioni operative sono state diffuse con la determinazione 5/2014 – DSID), connessa alla delibera 142/2014/R/idr, sulla regolazione della qualità del SII, con particolare riferimento ai contenuti delle Carte dei servizi.

Con riferimento al biennio 2012-2013, sulla base dei dati trasmessi dagli enti d'ambito (o da altri soggetti competenti) destinatari della raccolta, è emerso che 76 gestori (sui 227 che hanno risposto all'Indagine complessiva e che servono circa il 70% della popolazione) hanno messo a disposizione dei propri utenti (proporzionalmente pari a circa il 23% della popolazione) almeno una procedura di risoluzione alternativa delle controversie tra quelle indicate: conciliazione paritetica, commissione mista conciliativa, mediazione

CCIAA o altri organismi ex decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, altra procedura. Poco meno della metà dei 76 gestori ha comunicato anche informazioni sull'andamento delle procedure di ADR: dai dati trasmessi, emerge che nel 2012 sono pervenute, complessivamente, quasi 1.300 richieste di attivazione di procedure di risoluzione alternativa delle controversie, con una percentuale di accordi pari a circa il 63% delle richieste ricevute. Nel 2013, invece, il totale complessivo delle domande di conciliazione ha fatto registrare un incremento, rispetto all'anno precedente, di circa il 68% per un totale di 2.186 richieste; il tasso di accordi su tali richieste è invece diminuito, attestandosi al 39%. Tale andamento può essere prevalentemente attribuito a un gestore di grandi dimensioni.

Per quanto riguarda, infine, la previsione da parte dei gestori di almeno un canale di informazione – sito web o altro – riguardante la disponibilità di procedure di risoluzione alternativa delle controversie a vantaggio dei propri utenti, è emerso che circa due terzi dei predetti 76 gestori ha predisposto una informativa sulle ADR, adottando il canale web e/o altri canali.

Dai dati pervenuti emerge, dunque, una disomogenea diffusione delle procedure di ADR, sia per la tipologia, sia per l'utenza servita: fermo restando l'esistenza di alcune significative esperienze di ADR per il settore, seppur numericamente ridotte (solo cinque gestori hanno ricevuto più di 100 richieste di conciliazione in un anno), la differenza (in negativo) fra il numero di gestori che hanno trasmesso dati sulle conciliazioni rispetto al totale dei partecipanti all'Indagine, nonché l'ulteriore differenza (sempre in negativo) fra i primi e coloro che hanno anche comunicato dati sull'andamento delle

procedure, potrebbero far concludere per un deficit di effettività, anche connesso alla mancanza di informazioni sull'esistenza di tali procedure. Inoltre, i primi riscontri hanno confermato – unitamente a specifici rilievi in merito alla mancata o incompleta adozione, da parte dei gestori, delle Carte dei servizi ai sensi della normativa vigente – l'assenza di una sistematica gestione dei reclami da parte dei gestori e la non completa diffusione delle procedure di ADR fra gli utenti del SII.

La situazione eterogenea appena illustrata dipende sia dall'attuale assetto stratificato e complesso di *governance* del SII, sia dalla normativa frammentaria e disomogenea succedutasi nel tempo a disciplinare il settore. Ciò potrebbe comportare la necessità di ricercare soluzioni volte, da un lato, a garantire la disponibilità di almeno una procedura di ADR per ogni utente del SII mediante l'impegno partecipativo dei gestori – in un'ottica di tutela nell'ambito di un servizio erogato in regime di monopolio naturale, con le conseguenti possibili distorsioni dovute alla presenza di asimmetrie informative – e, dall'altro, ad avviare un percorso di *empowerment* dell'utente medesimo in termini di scelta consapevole dell'opportunità di avvalersi di procedure di ADR per risolvere le controversie insorte con il proprio gestore.

Tali interventi potrebbero inserirsi sia nel quadro dell'attività di regolazione della qualità contrattuale del SII – tenuto altresì conto delle norme di legge che, anche intervenendo sulle convenzioni di affidamento, prevedono e rafforzano il contenuto ADR-oriented delle

Carte dei servizi, la cui adozione è obbligatoria per tutti i gestori del SII – sia nell'ambito dei progetti a sostegno dei consumatori mediante l'utilizzo del Fondo sanzioni, nonché di specifiche campagne informative. La prospettiva ipotizzata potrebbe comportare l'introduzione di una procedura di ADR "universale" per gli utenti del SII, anche on line, analoga al Servizio conciliazione dell'Autorità già operativo nei settori energetici, se non anche l'estensione applicativa del Servizio medesimo al settore idrico, in affiancamento ad altre procedure già operative, purché in linea con quanto sarà statuito dalla normativa di recepimento della direttiva 2013/11/UE sull'ADR per i consumatori.

Le soluzioni prospettate rientrano nel più ampio processo di costruzione di un sistema integrato e organico di tutele anche per gli utenti del SII, che comprenda l'intero processo di gestione dei reclami: dal reclamo all'operatore con la fissazione di standard specifici di qualità della risposta al reclamo scritto, all'eventuale successiva trattazione del reclamo mediante lo Sportello per il consumatore di energia, fino alle procedure ADR per la risoluzione della controversia, queste ultime anche in una prospettiva di obbligatorietà ai fini dell'azione giudiziale.

In un'ottica comunitaria, la tutela dell'utente mediante strumenti di risoluzione stragiudiziale delle controversie potrebbe anche essere oggetto delle attività di cooperazione internazionale tra i regolatori europei dei servizi idrici, di cui al *network WAREG - European Water Regulators* (cfr. il Capitolo 1, Vol. II).

6.

Attuazione della
regolamentazione,
vigilanza e
contenzioso

intersettoriale

Quadro strategico

Nel corso del 2014, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha elaborato il Quadro strategico, approvato con la delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A, che illustra le linee di intervento con valenza strategica e prioritaria per il prossimo quadriennio, nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, facendo riferimento sia al contesto nazionale, sia a quello europeo.

Queste *Linee strategiche* non esauriscono il quadro delle molteplici azioni che l'Autorità metterà in campo nel quadriennio a venire, in coerenza con i numerosi compiti attribuitigli dalla normativa, ma rappresentano piuttosto i punti focali su cui si ritiene di dover certamente intervenire in via prioritaria per affrontare le criticità e le sfide dei prossimi anni.

Il Quadro strategico individua anche i principi guida per la regolazione del settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, tenuto conto delle nuove funzioni conferite all'Autorità dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e integra le nuove attività previste

in attuazione del regolamento europeo (UE) 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità del mercato all'ingrosso dell'energia (REMIT).

La struttura e i contenuti del Quadro strategico sono articolati su due livelli:

- le *Linee strategiche* (11), che inquadrano la strategia complessiva di intervento con riferimento allo scenario attuale e di medio termine nazionale ed europeo;
- gli Obiettivi strategici (25) (Tav. 6.1), che descrivono schematicamente le misure di intervento ritenute necessarie per la loro realizzazione.

Il Quadro tiene conto delle osservazioni e dei commenti che sono stati presentati dagli *stakeholders* allo Schema di linee strategiche illustrato nella consultazione 30 ottobre 2014, 528/2014/A, e nell'ambito delle audizioni periodiche del novembre 2014.

SIGLA	OBIETTIVO
OS1	Mercato elettrico più sicuro, efficiente e flessibile
OS2	Mercato elettrico più integrato
OS3	Revisione della struttura dei corrispettivi gas, delle modalità di allocazione della capacità e della gestione dei relativi servizi, in un'ottica di mercato
OS4	Aumento della flessibilità e dell'efficienza del sistema di bilanciamento
OS5	Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero
OS6	Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali
OS7	Accesso non discriminatorio ai dati di prelievo ed evoluzione ulteriore degli strumenti di misura
OS8	Fornitura di servizi energetici: ruolo e responsabilità dei diversi soggetti del mercato
OS9	Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica
OS10	Aumento della concorrenza nel mercato
OS11	Maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità

TAV. 6.1

Obiettivi strategici del Quadro strategico 2015-2018

TAV. 6.1 – SEGUE

Obiettivi strategici del
Quadro strategico
2015-2018

SIGLA	OBIETTIVO
OS12	Sviluppo di un nuovo quadro di <i>governance</i> e razionalizzazione della platea degli operatori
OS13	Sviluppo di misure per la regolazione e il controllo dei Piani degli interventi e per il finanziamento delle infrastrutture idriche
OS14	Adozione di ulteriori misure per favorire la convergenza della regolazione idrica
OS15	Completamento dell'insieme di regole tariffarie per il riconoscimento di costi efficienti dei servizi idrici e dell'applicazione del principio "chi inquina paga"
OS16	Sviluppo di meccanismi per favorire l'efficienza idrica e la misurazione dei consumi
OS17	Tariffa sociale per il servizio idrico integrato
OS18	Regolazione della qualità contrattuale e riduzione della morosità
OS19	Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie
OS20	Indagini e monitoraggio dei servizi di misura, fatturazione e investimenti
OS21	Sviluppo degli strumenti di <i>enforcement</i> complementari alle sanzioni: codificazione degli impegni, <i>watch list</i> e <i>self reporting</i>
OS22	Sviluppo del sistema di verifica ed <i>enforcement</i> degli obblighi previsti dal REMIT
OS23	Revisione e semplificazione dei bonus elettricità e gas e sviluppo di altri strumenti a integrazione delle politiche sociali orizzontali
OS24	Nuove misure di <i>accountability</i> in particolare verso gli <i>stakeholders</i>
OS25	Promozione di maggiori livelli di trasparenza, semplificazione ed efficienza

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

I nuovi processi di consultazione, avviati nel corso del 2014, che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 55 e sono sinteticamente elencati nella tavola 6.2. Di questi, 15 hanno riguardato il settore del gas naturale, 14 quello dell'energia elettrica, sei i servizi idrici, sei la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il biometano. Le rimanenti consultazioni hanno interessato tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Delle nuove consultazioni, 28 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione. Alcune tematiche particolarmente rilevanti, tra le quali quelle attinenti alla regolazione

del quarto periodo regolatorio dello stoccaggio gas, alla qualità dei servizi telefonici (*call center* venditori), alla definizione del Codice rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica, alle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura sono state trattate con più documenti per la consultazione, dunque fatte oggetto di consultazioni plurime.

La durata delle consultazioni si è attestata su una media di 35 giorni, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

TAV. 6.2

Sintesi delle attività
di consultazione
Gennaio-Dicembre 2014

DATA	SETTORE	TITOLO
30/01/2014	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Determinazioni delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (CMEM) e delle attività connesse (CCR) a partire dall'anno termico 2014-2015</i>
06/02/2014	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	<i>Orientamenti finali in materia di revisione e semplificazione delle disposizioni di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica e del gas</i>
06/02/2014	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Disposizioni in materia di conferimenti di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015</i>
13/02/2014	Elettricità	<i>Sperimentazione tariffaria rivolta ai clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza: modalità attuative (art. 8 della delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel)</i>
13/02/2014	Gas	<i>Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per le gestioni d'ambito nel quarto periodo regolatorio</i>
20/02/2014	Elettricità/Gas	<i>Orientamenti, in esito all'istruttoria conoscitiva, per la definizione di interventi regolatori in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione</i>
27/02/2014	Gas	<i>Revisione dei criteri per la determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione di GNL</i>
13/03/2014	Elettricità/Gas	<i>Criteri e modalità di applicazione degli obblighi, previsti dal regolamento REMIT, di pubblicazione delle informazioni privilegiate</i>
20/03/2014	Elettricità/Gas	<i>Orientamenti per il miglioramento dell'efficacia delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello per il consumatore di energia</i>
27/03/2014	Servizi idrici	<i>Orientamenti per la determinazione delle tariffe per le gestioni ex CIPE, per gli anni 2010 e 2011, riconosciute a congruaglio</i>
10/04/2014	Servizi idrici	<i>Orientamenti per la predisposizione di schemi di convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra ente affidante e soggetto gestore dei servizi idrici</i>
17/04/2014	Gas	<i>Metodi e procedure per la valutazione dello scostamento tra valore industriale di rimborso e valore del capitale investito ai fini regolatori</i>
17/04/2014	Elettricità	<i>Revisione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)</i>
24/04/2014	Gas	<i>Criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione</i>
24/04/2014	Gas	<i>Modalità per il rimborso ai gestori uscenti degli importi equivalenti al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara</i>
24/04/2014	Gas	<i>Primi orientamenti in merito all'accreditamento degli utenti e al popolamento del registro centrale ufficiale del sistema informativo integrato per il settore del gas naturale</i>
22/05/2014	Elettricità/Gas	<i>Revisione della disciplina della qualità dei servizi telefonici delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas naturale</i>
22/05/2014	Elettricità	<i>Opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione. Approfondimenti per lo sviluppo di soluzioni efficienti in un contesto di liberalizzazione del mercato retail e di piena disponibilità di misuratori elettronici</i>
22/05/2014	Elettricità	<i>Mercato dell'energia elettrica. Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva – Orientamenti</i>
29/05/2014	Gas	<i>Riforma della disciplina in materia di misura, disponibilità dei dati e tempistiche di switching – Orientamenti</i>
06/06/2014	Elettricità	<i>Orientamenti in materia di aggiornamento della regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta</i>
06/06/2014	Elettricità	<i>Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Fatturazione del servizio e garanzie contrattuali</i>
06/06/2014	Elettricità	<i>Trattamento della generazione distribuita ai fini della revisione del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione</i>
19/06/2014	Elettricità	<i>Valorizzazione delle partite economiche relative all'emissions trading system per gli impianti di produzione essenziali in regime di reintegrazione dei costi</i>
19/06/2014	Servizi idrici	<i>Definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura. Inquadramento generale e linee di intervento</i>
20/06/2014	Elettricità	<i>Revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione non abilitate e in particolare per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili</i>
10/07/2014	Gas	<i>Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione</i>
17/07/2014	Elettricità/Gas	<i>Riforma degli obblighi di separazione funzionale per il settore dell'energia elettrica e del gas – Primi orientamenti</i>

TAV. 6.2 – SEGUE

Sintesi delle attività
di consultazione
Gennaio-Dicembre 2014

DATA	SETTORE	TITOLO
24/07/2014	Elettricità	<i>Adesione del mercato italiano al progetto di market coupling europeo, inquadramento normativo e proposte implementative</i>
24/07/2014	Gas	<i>Integrazioni alla disciplina del bilanciamento di merito economico</i>
31/07/2014	Elettricità/Gas	<i>Misure per ampliare l'accesso e ottimizzare i flussi del Servizio conciliazione clienti energia e orientamenti per efficientare i meccanismi di risoluzione stragiudiziale delle controversie</i>
31/07/2014	Elettricità/Gas	<i>Orientamenti per la definizione di eventuali ulteriori modifiche al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e gas naturale, a seguito dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 21/14</i>
07/08/2014	Amministrazione	<i>Programma triennale dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, per la trasparenza e l'integrità (PTTI) 2015-2017</i>
07/08/2014	Gas	<i>Criteri di regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione</i>
07/08/2014	Elettricità	<i>Gestione dei dati di consumo nell'ambito del Sistema informativo integrato con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria – Orientamenti</i>
07/08/2014	Elettricità	<i>Criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto</i>
25/09/2014	Elettricità/Gas	<i>Revisione della disciplina della qualità dei servizi telefonici delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas naturale – Orientamenti finali</i>
02/10/2014	Elettricità/Gas	<i>Primi orientamenti per la definizione di misure destinate ai clienti con bonus sociale elettrico e/o gas</i>
02/10/2014	Elettricità/Gas	<i>Modifiche e integrazioni alla disciplina relativa alla morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale</i>
16/10/2014	Gas	<i>Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano</i>
16/10/2014	Elettricità	<i>Orientamenti in materia di revisione della perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo</i>
23/10/2014	Elettricità	<i>Prima attuazione delle disposizioni di cui all'art. 24 del decreto legge n. 91/14, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema alla quota di energia elettrica consumata ma non prelevata dalle reti pubbliche all'interno di reti interne di utenza (RIU), sistemi efficienti di utenza (SEU) e sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU)</i>
30/10/2014	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	<i>Schema di linee strategiche dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018</i>
30/10/2014	Servizi idrici	<i>Individuazione ed esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa nel Metodo tariffario idrico (MTI)</i>
07/11/2014	Gas	<i>Riforma delle disposizioni in materia di copertura degli oneri di stoccaggio</i>
20/11/2014	Elettricità	<i>Servizio di maggior tutela: affinamento della regolazione per la copertura efficiente dei costi associati alla morosità e ai prelievi fraudolenti</i>
04/12/2014	Elettricità	<i>Orientamenti per la riforma delle integrazioni tariffarie per le Imprese elettriche minori non interconnesse</i>
11/12/2014	Gas	<i>Riforma della regolazione in materia di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali</i>
11/12/2014	Elettricità	<i>Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Fatturazione del servizio e garanzie contrattuali – Orientamenti finali</i>
11/12/2014	Servizi idrici	<i>Definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura – Orientamenti finali</i>
18/12/2014	Elettricità	<i>Completamento del quadro definitorio in materia di reti elettriche e regolazione transitoria dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di reti elettriche private (RIU e altre reti private) – Orientamenti finali</i>
18/12/2014	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	<i>Orientamenti per la definizione del meccanismo a copertura del rischio di morosità relativo alla fornitura di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, alle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 maggio 2012 e giorni successivi</i>
23/12/2014	Gas	<i>Meccanismi regolatori di incentivazione per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio del sistema nazionale del gas</i>
23/12/2014	Gas	<i>Disposizioni in materia di servizio di stoccaggio del gas naturale per l'anno termico di stoccaggio 2015-2016</i>
23/12/2014	Servizi idrici	<i>Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono. Inquadramento generale e linee di intervento</i>

Analisi di impatto della regolazione

Questa Autorità è stata una delle prime Autorità amministrative indipendenti a introdurre i 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). Tale metodologia di analisi, che ha integrato in modo strutturale il processo decisionale e gli strumenti di partecipazione e di trasparenza attivati dall'Autorità, si applica 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 2014, l'Autorità ha proseguito le attività di analisi *ex ante* dell'impatto regolatorio nell'ambito del procedimento avviato nel maggio 2013 (cfr. *Relazione Annuale 2014*) per la riforma delle tariffe dei servizi 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 (delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel). A seguito di un seminario – rivolto alle associazioni di consumatori e di operatori (distributori e venditori) con lo scopo di delineare, in termini generali, il processo di riforma e di presentare i primi esercizi quantitativi – e dei commenti ricevuti, con il documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, l'Autorità ha presentato le opzioni individuate per la riforma delle componenti della tariffa elettrica per i clienti domestici, proponendo contestualmente una prima analisi di impatto corredata di elementi quantitativi, in modo che tutti i soggetti interessati potessero disporre degli elementi necessari per le valutazioni di dettaglio e per eventuali proposte alternative. L'AIR è funzionale anche a predisporre successive proposte per eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica (bonus sociale), che può costituire un vero "ammortizzatore" dell'impatto della riforma per quanto concerne i clienti in condizione di disagio economico.

Nel corso del 2014, l'Autorità ha previsto l'applicazione dell'AIR a ulteriori due rilevanti procedimenti:

- il procedimento per l'adozione di provvedimenti per la definizione delle tariffe di collettamento e di depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, avviato nel febbraio 2014 (delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr);
- il procedimento per la formazione dei provvedimenti in materia sia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, sia di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio dall'1 gennaio 2016 (delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel).

Il Piano AIR, relativo al primo procedimento, è stato descritto nel documento per la consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr: in coerenza con tale Piano, e in esito all'esame delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 299/2014/R/idr, nel dicembre 2014 l'Autorità ha deliberato un secondo documento per la consultazione, 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr, nell'ambito del quale sono state descritte e singolarmente valutate le diverse opzioni di potenziale intervento ed è stata indicata la proposta regolatoria che l'Autorità intende introdurre.

Nello stesso documento, l'Autorità ha presentato le risultanze di *focus* specifici sulle diverse macroaree del Paese e, contestualmente, ha differito al febbraio 2015 (in luogo del dicembre 2014, indicato nel documento per la consultazione 299/2014/R/idr) il termine previsto nel Piano medesimo per l'adozione del provvedimento finale di approvazione della metodologia nazionale di allocazione dei costi a tutte le tipologie di utenza i cui scarichi sono autorizzati in pubblica fognatura. Per quanto riguarda, invece, il secondo procedimento, nel documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, l'Autorità ha descritto il Piano di sviluppo delle attività previste in relazione al processo di consultazione, incluso il Piano AIR. In particolare, l'Autorità ha previsto lo sviluppo delle diverse fasi del procedimento:

- primavera 2015, pubblicazione di specifici documenti contenenti gli orientamenti iniziali;
- marzo 2016, pubblicazione della relazione AIR;

- luglio 2017, adozione del provvedimento finale di approvazione del nuovo *Testo integrato per il servizio di connessione* ed eventuale modifica del *Testo integrato per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT) in relazione all'implementazione delle ipotesi di revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza.

Qualora si rendesse necessario, potranno essere diffusi ulteriori documenti per la consultazione, anche su temi di specifico approfondimento.

Eventuali variazioni del Piano AIR saranno evidenziate nei documenti per la consultazione o mediante specifiche pubblicazioni sul sito internet dell'Autorità.

Provvedimenti assunti

I provvedimenti adottati nel corso del 2014, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 677. L'attività di produzione provvedimento ha, pertanto, fatto registrare un incremento di circa il 5% rispetto al precedente periodo di riferimento (che aveva, a sua volta, già visto una crescita del 12%). L'analisi dei dati, riportati nella tavola 6.3, conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (59% circa del totale), tra cui si annoverano atti sia di regolazione innovativa generale, sia di manutenzione e aggiornamento, in un trend di sostanziale stabilità (+3% circa).

Tra gli interventi di maggior rilievo nel settore del gas si segnalano: le misure di salvaguardia del sistema gas per fronteggiare eventuali situazioni di emergenza del sistema; la selezione delle proposte di progetti *smart metering* multiservizio (contatori intelligenti del gas naturale); i provvedimenti attuativi in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale; l'affinamento della regolazione del servizio di *default* per la distribuzione; la regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano;

la cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere; l'agevolazione degli investimenti in nuove infrastrutture di rete in coerenza con i Piani di sviluppo comunitari; la revisione dei criteri per la determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione; la massimizzazione dell'utilizzo della capacità dei siti di stoccaggio, attraverso procedure concorrenziali; fra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio, la riforma della misura gas e la disciplina del sistema indennitario, nonché l'introduzione della degressività per gli oneri generali nella distribuzione.

Per quanto concerne il settore elettrico: l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva (*capacity payment*); la revisione della disciplina del dispacciamento e le disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia e in Sardegna; la sperimentazione tariffaria rivolta ai clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza (tariffa D1); la revisione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*); la sperimentazione dei sistemi di

accumulo *power intensive* sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN); la predisposizione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica; in materia di fonti rinnovabili sono state adottate nuove regole per la generazione distribuita e per l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo; è stata anche adottata una regolazione transitoria dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita per le reti elettriche private nell'ambito dei "sistemi di distribuzione chiusi"; la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, in particolare per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale; gli interventi di regolazione sui sistemi semplici di produzione e consumo; i provvedimenti per l'adesione del mercato italiano al progetto di *market coupling* europeo; i progetti pilota e le sperimentazioni in materia di *smart grids*, *storage* e mobilità elettrica; l'implementazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica; la disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili istantanee e di emergenza.

Di grande rilevanza risultano, inoltre: l'avvio di un procedimento relativo al nuovo periodo tariffario e la revisione delle tariffe elettriche domestiche; la riforma delle Imprese elettriche minori; l'implementazione del sistema informativo integrato attraverso il perfezionamento di processi già esistenti e l'introduzione di nuovi; il completamento del progetto Bolletta 2.0 per una maggior trasparenza e leggibilità dei documenti di fatturazione, finalizzato a incrementare il livello di capacizzazione della clientela.

Con particolare riferimento al servizio di maggior tutela, si segnalano gli interventi di modifica alle componenti di commercializzazione al dettaglio e al Codice di consumo, nonché quelli sul tema della

morosità. Rilevanti sono state, inoltre, le attività connesse al monitoraggio dei mercati *retail* e all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas. Sono proseguite le attività connesse alle certificazioni *unbundling* dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale e di trasmissione dell'energia. Con riferimento alla regolazione del settore idrico, vanno di certo menzionate: le consistenti attività di approvazione delle tariffe per le singole gestioni, incluse quelle ex CIPE; la restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, in esito al referendum popolare del 2011; la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura; le disposizioni volte a garantire l'esecuzione dei contratti di fornitura di energia elettrica del mercato libero a clienti finali titolari di punti di prelievo per l'esercizio del servizio idrico integrato; gli interventi per la promozione dell'efficienza della produzione del servizio idrico integrato; l'individuazione e l'esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa nel Metodo tariffario idrico (MTI), nonché la regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato. Nell'ambito delle attività rivolte specificamente alla tutela dei consumatori, sono stati effettuati interventi sul regolamento dello Sportello per il consumatore di energia e sul Servizio conciliazione ed è stata avviata la revisione della disciplina della qualità dei servizi telefonici dei venditori (*call center*). I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* hanno segnato un incremento assai significativo (+22%), anche in vista della preparazione dell'attuazione del regolamento europeo REMIT. La funzione sanzionatoria, dopo il picco segnato nel 2013, si è riassetata su una posizione di naturale riequilibrio. Si registra, infine, un aumento sia per le attività connesse allo svolgimento delle funzioni relative alla ricerca di sistema, sia per quelle attinenti alla gestione amministrativa.

TAV. 6.3

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2013 e 2014

TIPOLOGIA	2013		2014	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R Regolazione	381	59,0	391	57,8
E <i>Enforcement</i> e consumatori	60	9,3	73	10,8
S Procedimenti sanzionatori	101	15,6	68	10,0
I Istituzionale	23	3,6	32	4,7
C Contenzioso e arbitrati	16	2,5	15	2,2
A Amministrazione	53	8,2	71	10,5
RDS Ricerca di sistema	12	1,9	27	4,0
TOTALE	646	100,0	677	100,0

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

La liberalizzazione dei mercati energetici attraverso la separazione tra attività di rete, gestite in regime di monopolio o sulla base di diritti speciali ed esclusivi, e attività di servizio, a monte e a valle della filiera, aperte alla concorrenza, rendono nevralgico il tema dell'accesso alla rete e, quindi, anche quello della risoluzione delle controversie relative al diniego di accesso o all'accesso a condizioni svantaggiose. In considerazione di ciò, le direttive comunitarie di prima generazione e i relativi decreti legislativi di recepimento 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164, avevano già attribuito all'Autorità il potere di risoluzione delle controversie tra le imprese che operano a diversi livelli della filiera energetica, in relazione alle modalità e ai termini di accesso alla rete. In seguito, la funzione giustiziale dell'Autorità è stata ulteriormente rafforzata dalle direttive di seconda e terza generazione che attribuiscono all'Autorità il potere di dirimere, con decisione vincolante, le controversie infrastrutturali che insorgono nei mercati dell'energia elettrica e del gas. L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, par. 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, par. 11, della direttiva 2009/73/CE, infatti, disciplina tra l'altro i reclami presentati contro il gestore di un sistema di trasmissione, trasporto e stoccaggio di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1 e 2). Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato la 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 (art. 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 93/11). Tale disciplina si applica, con alcune modifiche dei tempi del procedimento, anche alle controversie di cui all'art. 14, comma 2, lettera F-ter, del decreto legislativo

29 dicembre 2003, n. 387, insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti gli obblighi imposti in attuazione a direttive comunitarie. Nel corso del 2014, l'ambito applicativo della disciplina per la trattazione dei reclami è stato ampliato in due direzioni.

Con la delibera 11 dicembre 2014, 605/2014/E/com, l'Autorità ha previsto che, a far data dall'1 luglio 2015, anche i *prosumers*, ossia i soggetti che sono al contempo produttori e consumatori finali di energia elettrica, possano attivare la procedura da essa stabilita. In particolare, la disciplina di cui alla delibera 188/2012/E/com troverà applicazione per i *prosumers* con impianti di potenza fino a 0,5 MW, nel caso in cui il tentativo di conciliazione presso il Servizio conciliazione non vada a buon fine, ovvero nel caso in cui la controversia non sia risolta mediante la procedura di reclamo presso lo Sportello. L'esperimento, in alternativa, della procedura presso il Servizio conciliazione o presso lo Sportello costituirà, dunque, la condizione di ammissibilità per l'attivazione della procedura giustiziale.

I *prosumers* con impianti di potenza superiore a 0,5 MW potranno, invece, attivare direttamente la procedura presentando reclamo all'Autorità, senza doversi, quindi, rivolgere prima al Servizio conciliazione o allo Sportello.

Inoltre, l'art. 29 della delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, con cui l'Autorità ha approvato le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, rinvia alla disciplina di cui alla delibera 188/2012/E/com per la risoluzione delle controversie tra produttori di biometano e gestori di rete. Dall'entrata in vigore della suddetta disciplina, sono stati presentati 124 reclami.

Di questi:

- 34 sono stati archiviati, per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (15), per improcedibilità (10), ovvero per intervenuta transazione tra le parti nel corso del procedimento (3);
- 44 sono in corso di trattazione;
- 46 sono stati oggetto di decisione.

In particolare, le decisioni adottate dall'Autorità nel corso dell'ultimo anno sono le seguenti:

- delibera 12 dicembre 2013, 566/2013/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società LENERGIA nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la mancata disponibilità, a seguito dell'avvenuto *switching*, dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dal punto di prelievo associato al proprio cliente. L'Autorità ha accolto il reclamo, riconoscendo il diritto del reclamante a dare esecuzione al contratto di fornitura di energia elettrica con il cliente associato al punto di prelievo oggetto di reclamo, nonché a ricevere, tramite il titolare del relativo contratto di dispacciamento e di trasporto, i richiesti dati di misura;
- delibera 16 gennaio 2014, 2/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società DE STERN 11 nei confronti di AEM Torino Distribuzione*. Il reclamante ha contestato l'entità del corrispettivo richiesto dal gestore di rete per la realizzazione in proprio della connessione di un impianto fotovoltaico. L'Autorità ha accertato il diritto del reclamante a vedersi corrispondere detto corrispettivo maggiorato degli interessi legali, in quanto il conferimento dell'impianto di connessione e del relativo pagamento si sono protratti, per cause imputabili al gestore, oltre tempi ragionevoli. L'Autorità ha, invece, respinto il reclamo nella parte relativa alla richiesta di maggiorazione economica del corrispettivo dovuto dal gestore per l'uso dell'impianto di rete fino al momento dell'avvenuta cessione;
- delibera 30 gennaio 2014, 14/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società P.M. Pietre e dal Sig. Rocco D'Alonzo nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il rifiuto del gestore di rete di trasferire la titolarità di un preventivo di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. L'Autorità ha deliberato di accogliere il reclamo del produttore e, conseguentemente, ha considerato valida la dichiarazione di trasferimento della titolarità del preventivo di connessione oggetto del reclamo, nonché la successiva accettazione del medesimo da parte della società reclamante;
- delibera 27 febbraio 2014, 70/2014/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Unogas Energia Font nei confronti di Si.Di.Gas*. Il reclamante ha contestato la mancata comunicazione dei quantitativi di gas che il distributore deve trasmettere al trasportatore e rendere disponibili agli utenti della rete in funzione delle procedure allocative previste dall'art. 19 della delibera 29 luglio 2004, n. 138. L'Autorità ha accolto il reclamo, accertando l'omessa trasmissione da parte del distributore dei dati relativi ai quantitativi di gas ai punti di riconsegna, e richiamando il distributore all'ottemperanza degli obblighi informativi imposti dalla regolazione vigente;
- delibera 27 febbraio 2014, 71/2014/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Unogas Energia nei confronti del Comune di Sona*. Il reclamante ha contestato la mancata comunicazione dei quantitativi di gas che il distributore deve trasmettere al trasportatore e rendere disponibili agli utenti. L'Autorità ha accolto il reclamo prescrivendo al distributore di dotarsi delle risorse umane e materiali per poter rispettare gli obblighi previsti dalla regolazione;
- delibera 20 marzo 2014, 114/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Hera Comm nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la metodologia adottata per il ricalcolo ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di distribuzione, trasmissione, misura, maggiorazioni e componenti di sistema per il periodo 1 gennaio 2008 – 31 luglio 2010. L'Autorità ha rigettato il reclamo, prescrivendo l'effettuazione dei conguagli attraverso il pagamento, anche rateale, degli importi dovuti;
- delibera 24 aprile 2014, 181/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Cooperativa Rasun Anterselva nei confronti di Selnat e di Azienda Elettrica Anterselva*. Il reclamante ha contestato una serie di violazioni di obblighi procedurali, imposti in capo al gestore di rete dall'Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (*Testo integrato delle connessioni attive – TICA*). L'Autorità ha accolto il reclamo, rilevando come la mancata comunicazione di ultimazione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, l'assenza della comunicazione di avvenuta realizzazione della connessione, la predisposizione di un preventivo di connessione carente degli elementi indicati

dal TICA, nonché la mancata formulazione della soluzione tecnica di connessione e la determinazione di un corrispettivo di connessione pari a zero rendano la procedura di connessione dell'impianto di produzione in palese contrasto con le previsioni del TICA medesimo;

- delibera 30 aprile 2014, 193/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Condel nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il corrispettivo indicato dal gestore di rete nel preventivo di connessione relativo a un impianto alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo, revisionando detto corrispettivo, in quanto il gestore avrebbe dovuto dimostrare l'avvenuto mutamento dell'assetto della rete, tale da giustificare le variazioni apportate alla soluzione tecnica minima di connessione;
- delibera 24 luglio 2014, 353/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dall'avvocato Vito Romaniello nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la soluzione tecnica di connessione alla rete di distribuzione di un proprio impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica. L'Autorità ha accolto il reclamo, riconoscendo il diritto del produttore a ottenere una nuova soluzione tecnica minima di connessione. L'Autorità ha, inoltre, prescritto al gestore di rete di elaborare una nuova soluzione di connessione, in coordinamento con la procedura di connessione relativa ad altro impianto adiacente a quello del reclamante;
- delibera 25 settembre 2014, 453/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società P.M. Pietre nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la decadenza di quattro pratiche di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'Autorità ha rigettato il reclamo, non avendo la società reclamante posto in essere le iniziative minime esigibili da un operatore professionale, indispensabili per consentire il rispetto delle prescrizioni di cui all'art. 9, commi 8 e 9, dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08, in materia di procedure autorizzative;
- delibera 9 ottobre 2014, 480/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Sorgea Energia nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la mancata evidenza dell'applicazione delle agevolazioni previste dalla delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nelle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo nel maggio

del 2012. L'Autorità ha rigettato il reclamo, in quanto il gestore di rete, in conformità alle disposizioni di cui all'art. 3, comma 1, della delibera 6/2013/R/com, ha evidenziato tempestivamente alla società reclamante – che opera nella vendita di energia elettrica – l'avvenuta applicazione delle agevolazioni tariffarie; ciò attraverso un report pubblicato sul proprio portale informatico destinato alla fatturazione, contenente le informazioni che consentono di effettuare il calcolo delle agevolazioni tariffarie per ciascun punto di prelievo interessato;

- delibera 13 novembre 2014, 556/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il mancato trasferimento di titolarità di quattro pratiche per la connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. L'Autorità ha deliberato di accogliere il reclamo e, conseguentemente, di considerare valide le dichiarazioni di voltura delle quattro pratiche di connessione, oggetto del reclamo;
- delibera 20 novembre 2014, 567/2014/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Unogas Energia nei confronti di Gestione Energetica Impianti*. Il reclamante ha contestato, in relazione a una richiesta di accesso alla rete per sostituzione nella fornitura a un cliente finale, la violazione degli obblighi informativi gravanti sugli esercenti il servizio di distribuzione. L'Autorità ha accolto il reclamo, rilevando la non conformità della condotta dell'impresa di distribuzione rispetto a quanto prescritto nell'art. 14, commi 6 e 7, della delibera n. 138/04. Infatti, l'impresa di distribuzione, nella specie, ha omesso di segnalare l'eventuale presenza di errori materiali o l'incompletezza della richiesta di accesso, rendendo esecutiva una richiesta non corretta e incompleta;
- delibera 27 novembre 2014, 581/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il mancato trasferimento di titolarità della pratica di connessione alla rete per un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha respinto il reclamo, in quanto la società reclamante non è titolare della posizione soggettiva legittimante la presentazione del reclamo, avendo la stessa ceduto la titolarità della pratica di connessione in questione. Pertanto, l'Autorità ha prescritto al gestore di rete di attribuire la titolarità della pratica di connessione ad altro soggetto,

- nonché di comunicare all'Autorità le future variazioni concernenti la pratica di connessione oggetto del reclamo;
- delibera 18 dicembre 2014, 624/2014/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Alphaconsulenze di Gian Piero Moschetti nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato l'annullamento della pratica per la connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo e, per l'effetto, ha prescritto al gestore di rete di prendere atto della regolare accettazione del preventivo di connessione da parte della società reclamante, ponendo in essere tutti i conseguenti adempimenti previsti dalla regolazione vigente;
 - delibera 12 febbraio 2015, 43/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato l'operato del gestore di rete, in relazione a una richiesta di modifica di preventivo per la connessione alla rete di un lotto di impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili, già precedentemente accettato. L'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente alla violazione dell'art. 7, comma 1, lettera b), dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 e ha, quindi, prescritto al gestore di rete di corrispondere l'indennizzo automatico per ritardo nella messa a disposizione del preventivo per la connessione;
 - delibera 19 febbraio 2015, 54/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energyka nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il mancato trasferimento di titolarità della pratica di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo, prescrivendo al gestore di rete di prendere atto del trasferimento di titolarità della suddetta pratica di connessione e di ripristinare, pertanto, tutte le condizioni presenti alla data di comunicazione della voltura da parte del reclamante;
 - delibera 19 febbraio 2015, 55/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il mancato trasferimento di titolarità di una pratica per la connessione alla rete di un lotto di impianti di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili. L'Autorità ha accolto il reclamo e ha, pertanto, prescritto al gestore di rete di prendere atto del trasferimento di titolarità della suddetta pratica di connessione e di ripristinare tutte le condizioni presenti alla data di comunicazione della voltura;
 - delibera 26 febbraio 2015, 69/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il mancato trasferimento di titolarità di quattro pratiche per la connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. L'Autorità ha deliberato di accogliere il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete e, conseguentemente, di considerare valide le dichiarazioni di voltura delle quattro pratiche di connessione oggetto del reclamo. L'Autorità ha, inoltre, prescritto al gestore di rete di prendere atto del trasferimento di titolarità delle suddette pratiche di connessione e di ripristinare, pertanto, tutte le condizioni presenti alla data di comunicazione delle rispettive volture;
 - delibera 26 febbraio 2015, 70/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato l'operato del gestore di rete, in relazione al trasferimento di titolarità di una pratica per la connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo, dichiarando illegittima la "retrocessione" comunicata dal gestore di rete al reclamante. L'Autorità ha, pertanto, prescritto al gestore di rete di ripristinare la titolarità della pratica di connessione oggetto di reclamo in capo al reclamante, ferma restando la facoltà del gestore stesso di effettuare le opportune verifiche in ordine alla disponibilità del sito di installazione dell'impianto di produzione;
 - delibera 5 marzo 2015, 84/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Effeuno nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il diniego del gestore di rete di procedere alla emissione di un nuovo preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha deliberato di accogliere il reclamo, non avendo il gestore di rete adeguatamente motivato il rifiuto opposto alla richiesta di modifica del preventivo presentata dal produttore; l'Autorità ha inoltre prescritto al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione che tenga conto della suddetta richiesta, ovvero, in alternativa, di fornire adeguata motivazione delle ragioni ostative alla emissione del nuovo preventivo;
 - delibera 5 marzo 2015, 85/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato sia il mancato accoglimento, da parte del gestore di rete, della richiesta di

modifica del preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, sia la decadenza della pratica di connessione per mancata accettazione del preventivo entro i termini previsti dall'Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 (*Testo integrato delle connessioni attive – TICA*). L'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente alla violazione dell'art. 7, comma 5, del TICA e ha, quindi, prescritto al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione, che tenga conto della richiesta di modifica presentata dal produttore, ovvero, in alternativa, di fornire un'adeguata motivazione delle ragioni ostative alla emissione di un nuovo preventivo;

- delibera 12 marzo 2015, 98/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal sig. Guarini Erminio nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la mancata elaborazione, da parte del gestore di rete, di un nuovo preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo, prescrivendo al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione, che tenga conto della richiesta di modifica del preventivo presentata dal produttore, ovvero, in alternativa, di fornire un'adeguata motivazione delle ragioni ostative alla elaborazione del nuovo preventivo;
- delibera 12 marzo 2015, 99/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal sig. Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il diniego del gestore di rete di procedere alla emissione di un nuovo preventivo di connessione alla rete relativo a un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo, prescrivendo al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione, che tenga conto della richiesta di modifica del preventivo presentata dal produttore, ovvero, in alternativa, di fornire un'adeguata motivazione delle ragioni ostative alla emissione del nuovo preventivo;
- delibera 12 marzo 2015, 100/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il diniego del gestore di rete di modificare un preventivo di connessione, già accettato

dallo stesso produttore, relativo a un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo e ha, pertanto, prescritto al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione che tenga conto della richiesta di modifica presentata dal produttore, ovvero, in alternativa, di fornire un'adeguata motivazione delle ragioni ostative alla emissione del nuovo preventivo;

- delibera 12 marzo 2015, 101/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato la richiesta del gestore di rete volta a ottenere l'invio della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile; il reclamante ha contestato, inoltre, la condotta del gestore in relazione al mancato invio del nuovo preventivo di connessione alla rete dell'impianto di produzione. L'Autorità ha rigettato il reclamo, in quanto il produttore non ha ottemperato all'obbligo di cui all'art. 9, comma 5, della delibera ARG/elt 99/08, che prevede l'invio al gestore di rete, entro 90 giorni lavorativi decorrenti dalla data di accettazione del preventivo di connessione, della dichiarazione sostitutiva di notorietà. L'Autorità ha rilevato, inoltre, come le tempistiche previste dal citato articolo non siano suscettibili di deroga, neanche nel caso in cui il produttore presenti al gestore di rete un'istanza di modifica del preventivo di connessione;
- delibera 12 marzo 2015, 102/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Immobiliare 2003 nei confronti di Enel Distribuzione*. Il reclamante ha contestato il diniego del gestore di rete di modificare un preventivo di connessione, già accettato dallo stesso produttore, relativo a un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accolto il reclamo e ha, pertanto, prescritto al gestore di rete di elaborare un nuovo preventivo di connessione, che tenga conto della richiesta di modifica presentata dal produttore, ovvero, in alternativa, di fornire adeguata motivazione delle ragioni ostative alla emissione del nuovo preventivo.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica

Con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, con riferimento alla trasmissione dei dati di misura, in relazione sia alla misura dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita, sia alla misura dell'energia elettrica prelevata dalle reti di trasmissione e distribuzione da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici.

L'istruttoria ha tra i suoi obiettivi quello di verificare l'osservanza di alcuni aspetti decisivi per il corretto funzionamento di tutta la filiera elettrica, quali: l'acquisizione da remoto dei dati di misura, la precisione e il rispetto delle tempistiche nell'invio dei dati di misura, la corretta gestione dei dati di misura rilevati.

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva, l'Autorità ha richiesto alle imprese distributrici di compilare un questionario contenente numerose informazioni relative alla misura dell'energia elettrica. Le imprese distributrici con meno di 50.000 punti di prelievo hanno trasmesso le informazioni riguardanti:

- il numero e la tipologia del parco misuratori;
- la precisione e la puntualità nell'invio delle misure ai destinatari previsti dalla regolazione;
- le prestazioni del sistema di telegestione dei contatori in bassa tensione.

Le 13 imprese distributrici con più di 50.000 punti di prelievo hanno trasmesso, oltre ai dati richiesti anche alle piccole imprese distributrici, ulteriori informazioni relative:

- alle prestazioni dei sistemi di telelettura;
- alla regolazione economica del servizio erogato;
- al censimento di tutti i punti di interconnessione con le altre reti di distribuzione.

Tutte le imprese distributrici interpellate (138) hanno risposto alla richiesta di informazioni. Sempre nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sono state svolte, nel corso del 2014, cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici, ai sensi delle delibere 29 maggio 2014, 239/2014/E/eel, e 2 ottobre 2014, 469/2014/E/eel. Gli esiti dell'istruttoria saranno resi noti nel corso del primo semestre 2015.

Indagine conoscitiva in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni

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 sia in regime di tutela, sia nel libero mercato¹, risulta ancora in corso alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*.

¹ Già descritta nelle sue finalità nella *Relazione Annuale* 2014.

Dopo una ricognizione interna degli elementi conoscitivi già presenti in Autorità, nel mese di marzo 2014 si sono svolti alcuni incontri con le associazioni dei consumatori e di categoria, durante i quali sono stati illustrati i contenuti dei questionari elaborati per la raccolta dei dati e delle informazioni presso i venditori. Le associazioni di categoria hanno rappresentato l'esigenza di disporre di un periodo di tempo ulteriore rispetto a quello assegnato, per far pervenire commenti e richieste di delucidazioni sul questionario, nonché per la predisposizione delle relative risposte. Il 4 dicembre 2014 l'Autorità ha approvato, dunque, la delibera 592/2014/E/com, con la quale sono stati accordati altri 20 giorni lavorativi per l'invio dei dati.

Parallelamente allo svolgimento dell'Indagine, con la delibera 2 ottobre 2014, 470/2014/E/com, sono state previste otto verifiche ispettive, da effettuare nel periodo novembre 2014 – marzo 2015 con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica o di gas naturale, in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni.

Gli esiti dell'istruttoria saranno resi noti nel corso del primo semestre 2015.

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 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, 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). L'Indagine è stata finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati strumentali:

- alla verifica del rispetto, da parte dell'impresa di trasporto, delle disposizioni dell'Autorità in materia di sicurezza, con particolare riferimento alla zona oggetto dell'evento, anche al fine di valutare le misure adottate per mettere in sicurezza la rete interessata dall'emergenza e per garantire la continuità del servizio e le conseguenze sullo svolgimento dei servizi di trasporto e di distribuzione pure in termini di continuità delle forniture ai clienti finali;

- alla valutazione dei presupposti per interventi di natura sanzionatoria o regolatoria;
- all'analisi delle politiche di prevenzione degli incidenti e di situazioni anomale che interferiscono con il normale esercizio della rete di metanodotti, per l'eventuale adozione di procedure ulteriori rispetto a quelle previste dalla normativa, volte ad assicurare la sicurezza delle reti (per esempio, controlli specifici in presenza di eventuali situazioni geodetiche particolari).

Nel corso del 2014, si sono svolti incontri e sono state effettuate analisi a partire dalle richieste di informazioni all'impresa di trasporto coinvolta, al fine di disporre di elementi utili alla ricostruzione del menzionato evento e di eventi analoghi registrati dal 2010 a oggi, nonché delle politiche di prevenzione adottate dall'impresa. Infine, anche alle altre nove società di trasporto operanti sul territorio nazionale sono state richiesti dati e informazioni sulle politiche di prevenzione degli incidenti e di situazioni anomale che interferiscono con il normale esercizio della rete, nonché sull'eventuale adozione di procedure ulteriori rispetto a quelle previste dalla normativa. Tali politiche di prevenzione assumono rilevanza nel nostro Paese, in considerazione dell'elevato rischio idrogeologico.

Gli esiti dell'istruttoria saranno resi noti nel corso del primo quadrimestre del 2015.

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 al fine sia di verificare la correttezza delle informazioni comunicate, sia di acquisire elementi utili a valutare la congruità e la coerenza dei medesimi investimenti con le esigenze del servizio in termini di adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture rispetto alle ricadute in termini tariffari e all'osservanza dei programmi di investimento. In via prioritaria, l'Indagine ha a oggetto l'approfondimento delle informazioni trasmesse per la determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione, approvate in via provvisoria con le delibere, con medesima data 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel, e 154/2014/R/eel, anche al fine di procedere a una loro conferma o modifica per gli anni 2012, 2013 e 2014.

Gli investimenti, oggetto di ulteriori analisi e verifiche, saranno definiti con successivi provvedimenti.

Ricognizione delle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e attualmente in essere o la cui decorrenza sia cessata negli ultimi cinque anni

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 negli ultimi cinque anni. Gli esiti delle verifiche svolte su tali impianti nel corso degli anni hanno evidenziato che, con riferimento ad alcuni aspetti rilevanti ai fini della determinazione delle incentivazioni, si potrebbero essere verificati casi di applicazioni non omogenee della normativa vigente, dai quali potrebbero essere derivati o derivare oneri impropri a carico del sistema elettrico, con specifico riguardo alla componente A_3 , tenuto conto dell'incidenza che gli incentivi CIP6 hanno su tale voce e che i recuperi disposti dall'Autorità e operati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e dal Gestore dei servizi energetici (GSE) hanno finora inciso per oltre 170 milioni di euro.

Istruttoria conoscitiva relativa alle interruzioni del servizio elettrico dei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia

Con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in relazione alle interruzioni del servizio elettrico dei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti avvenute in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia, a causa delle copiose nevicate che hanno provocato la rottura di sostegni e linee aeree in alta e media tensione per l'elevato peso specifico della neve stessa. I disservizi hanno interessato sia la rete di trasmissione gestita da Terna, sia alcune reti di distribuzione. Per l'elevato numero di utenti interessati dai disservizi (circa 450.000) e la vastità del territorio colpito dalle eccezionali precipitazioni nevose non si riscontrano precedenti analoghi negli ultimi dieci anni. L'Autorità ha ricevuto segnalazioni da parte di istituzioni regionali e di enti locali preoccupati dell'impatto, anche sociale, degli eventi.

L'istruttoria è, quindi, finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili per valutare: se Terna e le imprese distributrici abbiano 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 abbiano agito

in conformità ai piani di emergenza da esse predisposti ai sensi delle *Linee guida* CEI 0-17 del Comitato elettrotecnico italiano e, in particolare, se vi sia stata un'adeguata tempestività da parte delle imprese distributrici nell'informare le pubbliche autorità competenti circa le possibili tempistiche di ripresa del servizio; gli eventuali presupposti per interventi di natura sanzionatoria in caso di violazione di provvedimenti dell'Autorità; i presupposti per possibili interventi di natura regolatoria, anche di tipo prescrittivo, in riferimento alle attività di prevenzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio, nel solco di quanto annunciato con il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, nella prospettiva del nuovo periodo di regolazione. Gli esiti dell'istruttoria saranno resi noti entro il 31 dicembre 2015.

Istruttoria conoscitiva su anomalie segnalate 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 hanno, infatti, segnalato all'Autorità anomalie e inadempienze da parte dell'impresa distributtrice. In particolare, vi sarebbero state comunicazioni tardive, ossia pervenute oltre la data indicata per la presentazione della richiesta di *switching* funzionale a evitare l'attivazione dei servizi di ultima istanza, nonché inviate secondo modalità non coerenti con le previsioni regolatorie.

L'istruttoria è finalizzata a verificare il rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, degli adempimenti informativi previsti dalla regolazione. In tale ambito sarà inoltre valutato se eventuali omissioni e ritardi abbiano reso impossibile, stante le tempistiche previste dalla vigente disciplina in tema di *switching*, che i clienti cambiassero fornitore in tempo per evitare di essere serviti almeno per un mese nell'ambito del ben più oneroso servizio di salvaguardia. Infine, sarà verificato il rispetto del criterio della parità di trattamento dei clienti finali da parte dell'impresa, attraverso una verifica a campione dei 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.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono finalizzate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità e della corretta applicazione delle disposizioni imposte dall'Autorità a tutela degli interessi di imprese e clienti finali. In esito alle attività ispettive, nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della suddetta normativa, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere), sanzionatorio o impegni ripristinatori, oltre che il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Per svolgere le attività di accertamento e di ispezione 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, per le verifiche, i sopralluoghi e le altre forme continuative di collaborazione, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005, che prevede la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della stessa Guardia di Finanza;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano, 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 CCSE, per le verifiche e i sopralluoghi presso le Imprese elettriche minori;
- 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, e 29 novembre 2012, 509/2012/E/com).

Il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta essenziale nello svolgimento degli accertamenti relativi ai contributi pubblici e agli oneri generali di sistema, nonché per le nuove attività di controllo avviate nel 2014 nel settore idrico e nell'ambito della tutela dei consumatori, date le peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nell'anno 2014

Nell'anno 2014 sono state effettuate 140 verifiche ispettive, a fronte di 135 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tav. 6.4). Delle 140 verifiche ispettive, 118, ossia circa l'85%, sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, praticamente in tutti i segmenti di indagine. Delle 118 verifiche svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 68 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili.

La CSSE ha collaborato con l'Autorità nel campo delle integrazioni tariffarie alle Imprese elettriche minori.

Il GSE ha svolto in avvalimento 22 verifiche nel settore degli impianti di produzione incentivati.

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati – con l'avvalimento della CCSE fino al 30 giugno 2010, ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60, e del GSE, ai sensi della delibera GOP 71/09, dall'1 luglio 2010 – ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 dicembre 2014, a 238 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 19.500 MW. In esito a tali verifiche, a partire dal 2005 sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 345 milioni di euro. Di questi, 175 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (Conto A₃), inclusi 32 milioni di euro per i quali al 31 dicembre 2013 risultava ancora pendente, presso il Consiglio di Stato, l'esito del contenzioso. 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 ridurre il fabbisogno attuale e prospettico – nel senso che producono effetti anche nei periodi successivi a quelli oggetto dell'accertamento – dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A₃).

Il 2014 si è caratterizzato per l'introduzione di nuovi filoni di indagine con particolare attenzione a quelli di diretto impatto sui consumatori finali.

Per quanto riguarda questi ultimi, nel corso del 2014 sono state effettuate le prime verifiche ispettive nel settore idrico, riguardo alla correttezza delle tariffe applicate dai gestori per il biennio 2012-2013 e alla restituzione della quota di remunerazione del capitale investito nel periodo 21 luglio – 31 dicembre 2011, abolita dal referendum. Sono stati, inoltre, effettuati controlli anche nei settori dell'energia elettrica e del gas, con specifico riferimento:

- alla fatturazione nei confronti dei clienti finali di media e piccola dimensione dell'elettricità e del gas;
- alla misura dell'energia elettrica;
- ai contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (offerte di energia verde).

Per quanto riguarda i nuovi filoni di indagine, è stato approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione ai sensi della delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel,

e una verifica ispettiva, svolta nel mese di marzo 2015, in materia di quantitativi di gas da riconoscere alle imprese esercenti l'attività di trasporto del gas naturale a copertura delle perdite.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni dell'energia elettrica e del gas metano

Nel periodo novembre 2014 – dicembre 2014, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, le prime tre verifiche ispettive delle otto previste, ai sensi della delibera 470/2014/E/com, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e gas in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni. Le rimanenti cinque verifiche sono state effettuate nei primi mesi del 2015.

Le verifiche ispettive del 2014 hanno interessato tre 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 ricadono nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di fatturazione, avviata con la delibera 542/2013/E/com, e, pertanto, gli elementi raccolti nel corso dei sopralluoghi saranno 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

ARGOMENTO	2010	2011	2012	2013	2014
Tutela dei consumatori	5	1	–	–	11
Tariffe e <i>unbundling</i>	3	6	3	2	6
Qualità del servizio	90	87	87	87	92
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	–	7	–	–	–
Connessione degli impianti di produzione	–	2	5	18	3
Impianti incentivati	22	31	35	28	22
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	–	–	–	–	6
TOTALE	120	134	130	135	140
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati	100	103	95	107	118
Stazione sperimentale per i combustibili	62	56	63	59	68
Cassa conguaglio per il settore elettrico	8	–	3	2	4
Gestore dei servizi energetici	14	31	37	38	22

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.4

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2010-2014

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

TAV. 6.5

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2010-2014

ARGOMENTO	2010	2011	2012	2013	2014
Tutela dei consumatori					
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	5	1	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	-	-	-	-	3
Misura dell'energia elettrica	-	-	-	-	5
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	-	-	-	-	3
Tariffe e <i>unbundling</i>					
Distribuzione gas	-	3	-	-	-
Distribuzione dell'energia elettrica	3	-	-	-	-
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	-	-	3	2	4
<i>Unbundling</i> e tariffe elettriche	-	2	-	-	-
<i>Unbundling</i> e tariffe di stoccaggio del gas naturale	-	1	-	-	-
<i>Unbundling</i> distribuzione gas	-	-	-	-	2
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	16	10	5	7	7
Incentivi per misuratori elettronici	-	3	4	4	6
Qualità del trasporto elettrico	-	-	-	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	62	56	63	59	68
Incentivi della sicurezza gas	5	5	3	6	5
Sicurezza del servizio gas	-	2	3	-	1
Servizio di pronto intervento gas	7 + CT ^(A)	11 + CT ^(A)	9 + CT ^(A)	10+CT ^(A)	4+CT ^(A)
Impianti essenziali					
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	-	7	-	-	-
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	-
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	22	31	35	28	22
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Tariffe MTT e MTI, restituzione e remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, efficienza della misura	-	-	-	-	6
TOTALE	120	134	130	135	140

(A) CT = controlli telefonici.

Fonte: AEEGSI.

al numero di clienti serviti, escludendo esercenti con procedimenti sanzionatori in corso o già conclusi nel 2014, oppure in base al numero dei clienti serviti.

Gli esiti delle prime ispezioni, riportati nella tavola 6.6, sono ancora in corso di valutazione alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*.

TAV. 6.6

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre medie imprese	Analisi delle modalità di espletamento del servizio di fatturazione nei confronti dei clienti di piccola dimensione e verifica del rispetto della regolazione in materia di fatturazione dell'energia elettrica e del gas.	Esiti in corso di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni dell'energia elettrica e del gas metano
Novembre-Dicembre 2014

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura

Nel periodo giugno 2014 – settembre 2014, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 239/2014/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica, in materia di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Inoltre, nel periodo novembre 2014 – dicembre 2014, sono state effettuate, sempre con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, le prime due verifiche ispettive delle cinque previste dalla delibera 469/2014/E/eel, in continuazione del precedente programma ispettivo. Le ultime tre verifiche previste dalla delibera 469/2014/E/eel sono state effettuate nei primi mesi del 2015.

Le verifiche ispettive hanno interessato tre grandi imprese, una media impresa e una piccola impresa di distribuzione elettrica.

Le verifiche ricadono nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di misura dell'energia elettrica, avviata con la delibera 475/2013/E/eel, e forniscono 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.

Il servizio di misura dell'energia elettrica riveste una particolare importanza ai fini del corretto svolgimento di tutte le attività della filiera elettrica e, in specie, della corretta determinazione dei consumi per i clienti finali.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.7.

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 ottobre 2014 – novembre 2014, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 19 giugno 2014, 287/2014/E/efr, nei confronti di imprese

TAV. 6.7

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese Una media impresa Una piccola impresa	Verifica delle modalità di espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica.	Verificato il corretto espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica per tre grandi imprese e una piccola impresa. Esiti in corso di valutazione per una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura
Giugno-Dicembre 2014

di vendita di energia elettrica 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 (con la 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 a evitare che la stessa energia rinnovabile venga inclusa in più contratti di vendita. Le disposizioni dell'Autorità pongono in capo ai venditori di energia rinnovabile una serie di obblighi, i quali vanno dall'approvvigionamento di apposite "garanzie di origine", che certifica la natura verde di questa energia, all'esposizione di informazioni a beneficio dei clienti finali nel proprio materiale promozionale e commerciale, nonché in bolletta.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa e due medie imprese di vendita; sono state effettuate e hanno evidenziato il rispetto della delibera ARG/elt 104/11.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.8.

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2014, con l'effettuazione di quattro verifiche ispettive, è proseguito il programma avviato con la delibera 14 novembre 2013, 513/2013/E/eel, nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie. Le verifiche sono state realizzate dall'Autorità e dalla CCSE, 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.

Le verifiche ispettive, che hanno interessato una media impresa e tre piccole imprese, hanno accertato la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio, finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.9.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita appartenenti al medesimo gruppo societario in materia di unbundling

Nel mese di giugno 2014 sono state effettuate dall'Autorità, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati, due verifiche ispettive ai sensi della delibera 29 maggio 2014, 240/2014/E/gas.

Le verifiche, effettuate contestualmente nei confronti di due società del medesimo gruppo, di cui una attiva nella distribuzione e l'altra nella vendita del gas naturale, avevano lo scopo di accertare sia la corretta applicazione delle disposizioni regolatorie in materia di obblighi di

TAV. 6.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Ottobre–Novembre 2014

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa Due medie imprese	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese, della delibera ARG/elt104/11.	Verificata la corretta attuazione delle regole per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

separazione amministrativa e contabile (*unbundling*), anche in relazione agli aspetti di separazione funzionale e all'esercizio dei poteri di direzione e coordinamento da parte della società capogruppo, sia l'effettiva indipendenza della società di distribuzione gas dagli interessi delle altre imprese del gruppo, operanti nelle attività libere della filiera. In esito alle verifiche è stato avviato un procedimento sanzionatorio (delibera 20 novembre 2014, 568/2014/S/gas) per la violazione di alcune disposizioni previste dal *Testo integrato unbundling* (TIU). Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.10.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo giugno 2014 – settembre 2014, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sette verifiche ispettive, ai sensi della delibera 22 maggio 2014, 225/2014/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 *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE);

- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2014, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato tre esercizi di una grande impresa di distribuzione, due grandi imprese di distribuzione, una media impresa e una piccola impresa. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2013, anch'esse scelte a campione.

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.

Per una grande impresa di distribuzione l'indice di sistema di registrazione (ISR) è risultato inferiore al valore soglia del 95% e, pertanto, gli incentivi di cui all'art. 23, commi 23.5 e 23.6, del TIQE sono stati ridotti, come previsto dall'art. 32 dello stesso TIQE.

L'esito dei controlli, come già per l'anno 2013, conferma i miglioramenti apportati dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica nella registrazione delle interruzioni.

Lesigenza 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 in tempi brevi le imprese

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa Tre piccole imprese	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 e a tre piccole imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di separazione amministrativa e contabile.	Avviata un'istruttoria formale per un'impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.9

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Aprile–Dicembre 2014

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita appartenenti al medesimo gruppo societario in materia di unbundling

Giugno 2014

TAV. 6.11

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Giugno-Settembre 2014

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre esercizi di una grande impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati nove ambiti, tutti con esito positivo.
Due grandi imprese	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati quattro ambiti, tre con esito positivo. Per un ambito, riduzione degli incentivi essendo l'ISR inferiore al limite ammesso.
Una media impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificato un ambito con esito positivo.
Una piccola impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificato un ambito con esito positivo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

ad assicurare 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 6.11.

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 2014 – novembre 2014 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 20 febbraio 2014, 63/2014/E/eel, e una verifica ispettiva 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 in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione. Nel corso del 2015 saranno effettuate le rimanenti sei verifiche ispettive delle sette approvate con la citata delibera 515/2014/E/eel.

Tali ispezioni, tese ad accertare che il sistema di telegestione e i misuratori elettronici funzionino correttamente, sono effettuate attraverso l'acquisizione e la visione di elementi documentali e informatici, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità.

Per due piccole imprese l'esito è stato positivo. Per un'altra impresa di medie dimensioni è stato riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati e, pertanto, è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato.

Per una media e una piccola impresa sono state riscontrate diverse violazioni in materia di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione. Per dette imprese è stata disposta la restituzione totale degli incentivi erogati. In quest'ultimo caso, alla luce delle violazioni rilevate, è stata avviata un'istruttoria formale per violazioni in materia di registrazione delle interruzioni (delibera 23 ottobre 2014, 516/2014/S/eel).

Nel corso della verifica effettuata nel mese di novembre, ai sensi della delibera 515/2014/E/eel, presso una piccola impresa, è stato riscontrato che l'impresa non utilizzava i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione per la registrazione delle interruzioni e, pertanto, sono stati disposti la restituzione dell'incentivo erogato e l'avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società per violazioni in materia di registrazione delle interruzioni.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.12.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2014 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese Quattro 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 due piccole imprese. Riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati per una media impresa, per la quale è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato. Riscontrate violazioni per una media e due piccole imprese in materia di registrazione di clienti in bassa tensione interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione; è stata disposta la restituzione dell'incentivo erogato. Avviata un'istruttoria formale per una piccola impresa e proposto l'avvio di un'istruttoria formale per un'altra piccola impresa. Importo complessivo degli incentivi restituiti dalle imprese: 104.000 €.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.12

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-Novembre 2014

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.13

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio
Ottobre 2014

Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 11 settembre 2014, 440/2014/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio. L'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 2014, 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.

L'esito dell'ispezione del 2014 è risultato conforme.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 6.13.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2014 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale di Innovhub, 68 controlli sulla qualità del gas presso 45 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 25 luglio 2013, 324/2013/E/gas (per il periodo gennaio 2014 – aprile 2014), e 17 luglio 2014, 342/2014/E/gas (per il periodo ottobre 2014 – dicembre 2014).

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 sono effettuati da Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito *in loco* mediante manometro.

Nel corso dei 68 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 6.14.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo luglio 2014 – ottobre 2014 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 29 maggio 2014, 238/2014/E/gas, nei confronti

di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi di cui alla delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012* (TUDG), e, in particolare, dell'Allegato Parte I – *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG). La RQDG, prorogata al 31 dicembre 2013 con la delibera dell'Autorità 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas, regola tra l'altro il sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. 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 cinque 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 2013, dei requisiti di cui alla RQDG, per tutte le imprese sottoposte a verifica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.15.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio

Nel mese di giugno 2014 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della

TAV. 6.14

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas
Gennaio-Dicembre 2014

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
68 controlli, di cui: - 35 su impianti di 15 grandi imprese - 23 su impianti di 20 medie imprese - 10 su impianti di 10 piccole imprese	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 15 grandi, 22 medie e 9 piccole imprese. Accertati due casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una media e una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 12 giugno 2014, 274/2014/E/gas, di una piccola impresa di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio e ben due campagne consecutive di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione relativa del gas, hanno rilevato un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione vigente. In esito alla verifica sono state riscontrate alcune violazioni degli obblighi di servizio previsti dalla RQDG. Con la delibera 4 dicembre 2014, 594/2014/S/gas, l'Autorità ha pertanto avviato un'istruttoria formale per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti della suddetta impresa di distribuzione del gas.

Inoltre, a fronte delle dichiarazioni rese dalla società nel corso dell'ispezione, è stata inviata una denuncia alla competente Procura della Repubblica, ai sensi della legge n. 1083/71, che impone ai distributori di gas naturale l'obbligo di odorizzare il gas.

Gli esiti della verifica sono riportati nella tavola 6.16.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile 2014 – maggio 2014 sono stati effettuati dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici

di gas, previsti dalla delibera 27 febbraio 2014, 74/2014/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì effettuate, nel periodo luglio 2014 – ottobre 2014, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso quattro 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 quattro 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 ARG/gas 120/08 (RQDG 2009-2012, prorogata al 31 dicembre 2013 con la delibera dell'Autorità 436/2012/R/gas), dall'Allegato A della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas (RQDG 2014-2019) e dalle *Linee guida* predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque grandi imprese	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas, degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione dell'art. 32 della RQDG per cinque grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.15

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio
Luglio-Ottobre 2014

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi della RQDG.	Riscontrate violazioni degli obblighi di servizio in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Avviata un'istruttoria formale.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.16

Verifica ispettiva nei confronti di una piccola impresa di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio
Giugno 2014

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento hanno interessato tre medie imprese e una piccola impresa di distribuzione del gas. L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per tutte e quattro le imprese sottoposte a controllo, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG.

Con le delibere 15 gennaio 2015, 1/2015/S/gas, 26 febbraio 2015, 73/2015/S/gas, 12 marzo 2015, 103/2015/S/gas, e 19 marzo 2015, 110/2015/S/gas, l'Autorità ha, quindi, avviato quattro istruttorie formali nei confronti di una piccola e di tre medie imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dalle imprese.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.17.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione

Nel periodo febbraio 2014 – giugno 2014, sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 30/2014/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni della delibera dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, e del relativo Allegato A (*Testo integrato delle connessioni attive modificato* – TICA), da parte dei gestori di rete,

con specifico riferimento ai tempi della messa a disposizione del preventivo e/o della realizzazione della connessione, nonché di verificare sia il contenuto delle soluzioni tecniche minime generali e dei preventivi per la connessione, sia le tempistiche di erogazione degli indennizzi automatici.

Le verifiche ispettive hanno interessato due grandi imprese e una media impresa di distribuzione elettrica. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete, inclusa la corretta corresponsione degli indennizzi da riconoscere in caso di ritardo, anche con riferimento a singole pratiche individuali.

Tutte le verifiche si sono concluse con esito conforme, evidenziando l'efficacia dissuasiva delle campagne di ispezioni effettuate, con conseguente riduzione anche del numero di reclami in materia pervenuti.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.18.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Le attività di verifica sul rispetto della normativa relativa ai meccanismi di incentivazione posti a carico del sistema elettrico, destinati alle fonti rinnovabili, alle fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione, sono state svolte dall'Autorità, in avvalimento, prima della CCSE ai sensi della delibera n. 60/04, e successivamente del GSE, ai sensi della delibera GOP 71/09. Il Disciplinare di avvalimento, approvato con la delibera GOP 71/09, è stato rinnovato ed esteso al triennio 2013-2015 con la delibera 509/2012/E/com.

Nel corso del 2014 il GSE ha svolto in avvalimento 22 verifiche nel settore degli impianti di produzione incentivati, per una potenza installata pari a circa 1.900 MW.

TAV. 6.17

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Aprile-Ottobre 2014

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 tre medie imprese e una piccola impresa.
Verifiche ispettive: Tre medie imprese una piccola impresa	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 tre medie imprese e una piccola impresa; avviate quattro istruttorie formali nei confronti delle suddette.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

Nel complesso, dal 2005 fino al 30 giugno 2010 la CCSE e, successivamente, il GSE, direttamente o in collaborazione con l'Autorità, hanno svolto sopralluoghi e accertamenti presso 258 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 19.500 MW, di cui il 36,8% costituito da impianti assimilati, il 56% da impianti cogenerativi puri e il 6,8% da impianti alimentati da fonti rinnovabili (Tav. 6.19). Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato:

- 68 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 7.170 MW, dei quali 42 impianti titolari di convenzioni di cessione

destinata CIP6, 8 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di tutti questi, 37 impianti con una potenza complessiva pari a 4.992 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;
- 94 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 1.323 MW, di cui 19 alimentati a biomasse, 34 a rifiuti, 32 a biogas, oltre a 8 impianti eolici e a un impianto idroelettrico a bacino.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese Una media impresa	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione, del TICA.	Verificata la corretta attuazione del TICA per due grandi imprese e una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.18

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione

Febbraio-Giugno 2014

TIPOLOGIA DI IMPIANTI	IMPIANTI ASSIMILATI			NUMERO	MW	QUOTA
	NUMERO	MW	QUOTA			
Assimilati CIP6	42	5.921	30,41%	25	4.514	23,18%
Assimilati ex CIP n. 34/90	8	961	4,94%	4	386	1,98%
Assimilati eccedenze	18	288	1,48%	8	92	0,47%
TOTALE ASSIMILATI	68	7.170	36,83%	37	4.992	25,64%
COGENERATIVI PURI	96	10.977	56,38%	96		
TOTALE	164					
IMPIANTI RINNOVABILI						
Biomasse	19	462				
RSU	34	664				
Biogas	32	54				
Eolico	8	137				
Idroelettrici a bacino	1	6				
TOTALE RINNOVABILI	94	1.323	6,80%			
TOTALE	258	19.470	100,00%			
Di cui in avvalimento da parte della CCSE fino al 30 giugno 2010	130	9.351	53,24%	66	7.220	41,11%

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.19

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE

Gennaio 2005 - 31 Dicembre 2014

Con la delibera 18 dicembre 2014, 626/2014/E/efr, è stato approvato il Piano delle verifiche che il GSE dovrà svolgere sugli impianti di produzione incentivati e cogenerativi nel corso del 2015.

Con ulteriori 14 verifiche ispettive, saranno oggetto di accertamento tutti gli impianti incentivati con il provvedimento CIP6 ancora in esercizio e/o con convenzione risolta anticipatamente o in via di risoluzione anticipata, nonché gli impianti cogenerativi ai sensi della delibera dell'Autorità n. 42/02, la cui vigenza è cessata con le produzioni dell'anno 2010.

Gli accertamenti conclusi al 31 dicembre 2014 hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 345 milioni di euro, di cui circa il 61% connessi agli importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6, e il 39% relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi.

Dei 345 milioni di euro relativi all'avvio di azioni di recupero amministrativo, circa 175 sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette, inclusi 32 milioni di euro relativi a un accertamento per il quale al 31 dicembre 2014 risultava ancora pendente il giudizio presso il Consiglio di Stato, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A₃).

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 fatti legati alle vicende societarie dei soggetti che avrebbero dovuto provvedere al loro versamento.

Molti dei recuperi avviati, essendo relativi a convenzioni aventi una durata residua significativa, sono destinati a produrre effetti anche nei prossimi anni e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione, contribuendo così a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del Conto A₃.

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe per gli anni 2012, 2013 e 2014 e di restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011

Con la delibera 6 febbraio 2014, 29/2014/E/idr, l'Autorità ha approvato un programma di tre verifiche ispettive, da attuare in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati entro il 31 dicembre 2014.

Le verifiche, effettuate nel periodo febbraio 2014 – aprile 2014, sono state svolte, in particolare, per controllare: il rispetto degli adempimenti in materia di trasmissione dei dati, calcolo e applicazione della tariffa idrica 2012-2013 secondo il Metodo tariffario transitorio (MTT); l'avvenuta restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011 nel rispetto degli esiti referendari dell'11-12 giugno 2011; la trasparenza del documento di fatturazione; la componente tariffaria di perequazione dei costi di acquedotto, fognatura e depurazione (UI1) a favore degli utenti interessati dal terremoto del 2012; il rispetto degli obblighi in materia di rimborso, ai sensi della sentenza della Corte costituzionale n. 335/2008, degli importi indebitamente corrisposti dagli utenti non serviti da un impianto di depurazione attivo; l'efficienza del servizio di misura.

A seguito delle tre verifiche svolte nei confronti di altrettante grandi imprese, sono stati avviati tre procedimenti sanzionatori, con contestazione:

- per due imprese, delle tempistiche di aggiornamento tariffario e, segnatamente, dell'applicazione agli utenti finali di incrementi tariffari prima della predisposizione degli aggiornamenti, nel rispetto delle nuove procedure di calcolo, con effetto di anticipazione degli aumenti rispetto alle tempistiche fissate;
- per tutte e tre le imprese, della veridicità di alcuni dati e informazioni trasmessi;
- per due imprese, della scarsa trasparenza del documento di fatturazione;
- per tutte e tre le imprese, della possibile applicazione indebita di corrispettivi agli utenti non depurati.

La determinazione dell'impatto economico complessivo conseguente alla correzione dei dati non veritieri o scorretti è rimessa alla conclusione dei procedimenti di approvazione delle tariffe a cura degli Uffici competenti, potendosi tuttavia stimare, in linea di massima, una riduzione di alcuni punti percentuali del vincolo dei ricavi da riconoscere ai gestori, che costituisce la base per il calcolo delle tariffe degli utenti finali. In merito alla trasparenza del documento di fatturazione, è stata inoltre ritenuta non ammissibile una proposta di impegni presentata in materia da un'impresa.

Con la delibera 19 giugno 2014, 288/2014/E/idr, è stato poi approvato un secondo ciclo di ulteriori sette verifiche ispettive, da effettuarsi, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati

entro il 30 marzo 2015, con le quali verificare anche il rispetto dei procedimenti in materia di trasmissione dei dati, calcolo e applicazione della tariffa idrica 2014 secondo l'MTI. Tre verifiche ispettive, gli esiti delle quali sono attualmente in corso di elaborazione, sono

state effettuate nel periodo ottobre 2014 – dicembre 2014, presso due grandi imprese e una media impresa, mentre le restanti quattro devono essere ancora effettuate.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.20.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque grandi imprese Una media impresa	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito e altri aspetti regolati.	Riscontrate violazioni per tre grandi imprese e avviati tre procedimenti sanzionatori. Dichiarati non ammissibili impegni presentati da una grande impresa. Esiti in corso di valutazione per due grandi e una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.20

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe per gli anni 2012, 2013 e 2014 e di restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011
Febbraio-Dicembre 2014

Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires

Il 18 dicembre 2014 l'Autorità ha trasmesso al Parlamento la *Relazione annuale sull'attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires a carico degli operatori del settore energetico* (c.d. *Robin Hood Tax*). Tale divieto è stato introdotto nel 2008 con il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133.

Nella prima parte della *Relazione* sono illustrati i principali interventi regolatori adottati nel corso del 2014, a seguito delle modifiche normative avvenute nel 2013, che hanno limitato i soggetti vigilati alle imprese con fatturato superiore alla c.d. "soglia Antitrust" (pari a 482 miliardi di euro per il 2013 e a 489 miliardi di euro per il 2014) e previsto l'avvio di accertamenti a campione.

Nella seconda parte del documento sono descritti gli esiti delle verifiche contabili svolte in relazione agli esercizi dal 2010 al 2012, e sono presentati i provvedimenti adottati nei

casi di imprese inadempienti agli obblighi informativi previsti dall'Autorità. Nei confronti di queste imprese sono stati avviati procedimenti sanzionatori la cui conclusione è prevista entro la fine del 2015.

Con la recente sentenza n. 10 dell'11 febbraio 2015, la Corte costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del decreto legge n. 112/08. In particolare, il giudice costituzionale ha ritenuto che il citato art. 81 sia affetto da un vizio di irragionevolezza integrato dai seguenti elementi:

- configurazione del tributo in esame come maggiorazione di aliquota che si applica all'intero reddito di impresa, anziché ai soli sovraprofitto;
- assenza di una delimitazione del suo ambito di applicazione in prospettiva temporale o di meccanismi atti a verificare

il perdurare della congiuntura economica che ne giustifica l'applicazione;

- impossibilità di prevedere meccanismi di accertamento idonei a garantire che gli oneri derivanti dall'incremento di imposta non si traducano in aumenti del prezzo al consumo.

La Corte costituzionale ha fissato la decorrenza degli effetti della declaratoria di incostituzionalità al giorno successivo alla pubblicazione in *Gazzetta Ufficiale* della sentenza, poiché un'applicazione retroattiva degli effetti della medesima avrebbe comportato «una grave violazione dell'equilibrio di Bilancio (dello Stato)».

Revisione dei criteri e delle modalità di vigilanza: la delibera 176/2014/E/rht

Con la delibera 17 aprile 2014, 176/2014/E/rht, l'Autorità ha disposto che, a partire dall'esercizio 2013, gli operatori vigilati trasmettano i dati contabili con cadenza annuale, in luogo del precedente termine infrannuale.

È stato, inoltre, stabilito che, a partire dalle verifiche contabili relative al 2013, vengano utilizzati, quali periodi base per i confronti, gli esercizi successivi a quello in corso al 31 dicembre 2009, in luogo del secondo semestre del 2007 e del primo semestre del 2008. Con riferimento all'esercizio 2013, è stato previsto che le verifiche siano riferite a interi esercizi e rivolte a periodi d'imposta «*successivi a quello in corso al 31.12.2009*»; tale modalità di analisi, in ogni caso, «*comporterà, quale base di riferimento per le verifiche contabili, l'utilizzo del primo esercizio per il quale*» le stesse avranno escluso la violazione del divieto di traslazione.

La principale novità introdotta dalla delibera 176/2014/E/rht, coerentemente con il dettato legislativo², consiste nella selezione di un campione di soggetti vigilati sui quali avviare gli accertamenti di possibili violazioni del divieto di traslazione. Tali accertamenti, pertanto, non riguardano più l'intera platea dei soggetti incisi dall'addizionale Ires (comunque tenuti al rispetto del divieto di traslazione), ma solo un campione delle società da vigilare, ovvero quelle con fatturato superiore alla c.d. "soglia Antitrust".

L'Autorità ha, inoltre, stabilito che il campione debba essere costituito da un numero di soggetti non superiore al 20% del totale degli appartenenti ai settori vigilati (energia elettrica e gas, petrolifero).

Operatori vigilati per l'esercizio 2013

Nel 2014 è stato avviato l'esame dei dati contabili trasmessi dagli operatori vigilati per l'esercizio 2013.

Le prime verifiche sui requisiti di assoggettamento all'addizionale Ires e sul presupposto di vigilanza introdotto nel 2013 hanno permesso di individuare, su una possibile platea di 321 soggetti incisi dall'addizionale, un perimetro effettivo di 61 soggetti vigilati, di cui 42 operanti nel settore energia elettrica e gas e 19 nel settore petrolifero (Fig. 6.1).

Dalle informazioni trasmesse dai 61 operatori vigilati è stato possibile quantificare in 887 milioni di euro l'addizionale Ires dovuta per il 2013 (Figg. 6.2 e 6.3).

Una volta individuato il perimetro degli operatori vigilati per il 2013, l'Autorità ha eseguito una prima campionatura dei medesimi, come previsto dall'art. 5, comma 2, della delibera 176/2014/E/rht.

L'esame dei dati e delle informazioni contabili trasmessi per l'esercizio 2013 ha evidenziato che tra le 61 società vigilate figurano, tra l'altro:

- cinque società attive nei settori regolati delle infrastrutture energetiche a rete;
- dieci società che, pur rientrando nel campo di applicazione dell'addizionale Ires, non hanno prodotto reddito imponibile ai fini dell'applicazione dell'imposta stessa.

Come avvenuto nei precedenti esercizi vigilati, fatte salve le ulteriori verifiche sulla correttezza dei dati inviati, le verifiche svolte dall'Autorità non interesseranno le suddette società in quanto:

- per le società regolate, il rispetto del divieto di traslazione è stato garantito dall'Autorità mediante il mancato riconoscimento della maggiore aliquota Ires sul livello di remunerazione (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) del capitale investito;

² Il decreto legge 31 agosto 2013, n. 101, convertito in legge 30 ottobre 2013, n. 125, recante *Disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni*, ha integrato le disposizioni dell'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, in materia di vigilanza sul divieto di traslazione prevedendo che «*la vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si svolge mediante accertamenti a campione e si esercita nei confronti dei soli soggetti il cui fatturato è superiore al fatturato totale previsto dall'art. 16, comma 1, prima ipotesi, della legge 10 ottobre 1990, n. 287*».

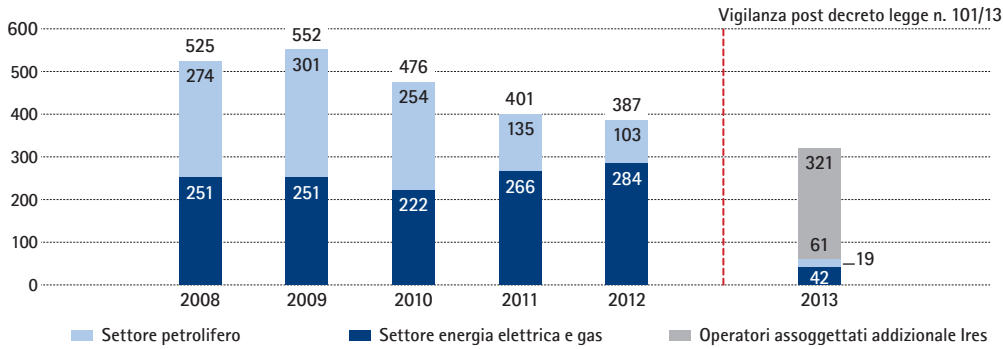


FIG. 6.1

Operatori sottoposti alla vigilanza Robin Hood Tax 2008-2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati trasmessi dagli operatori.

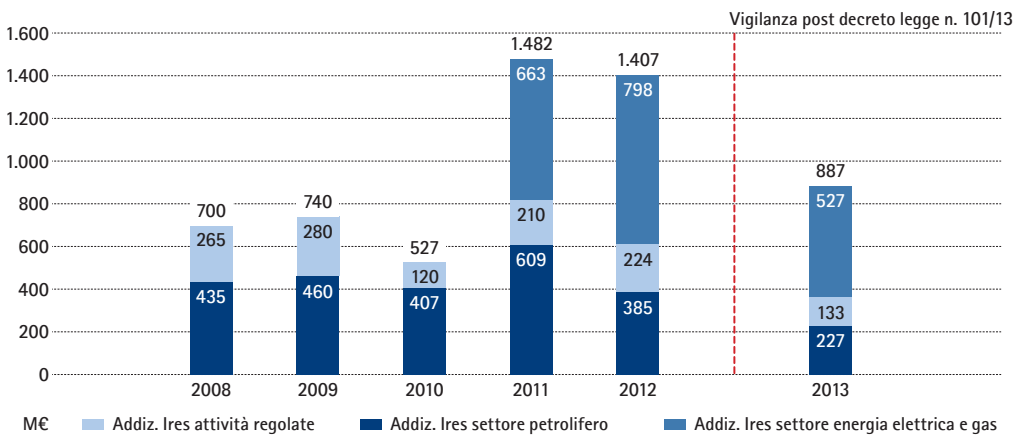


FIG. 6.2

Addizionale Ires dovuta dagli operatori vigilati 2008-2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati trasmessi dagli operatori.

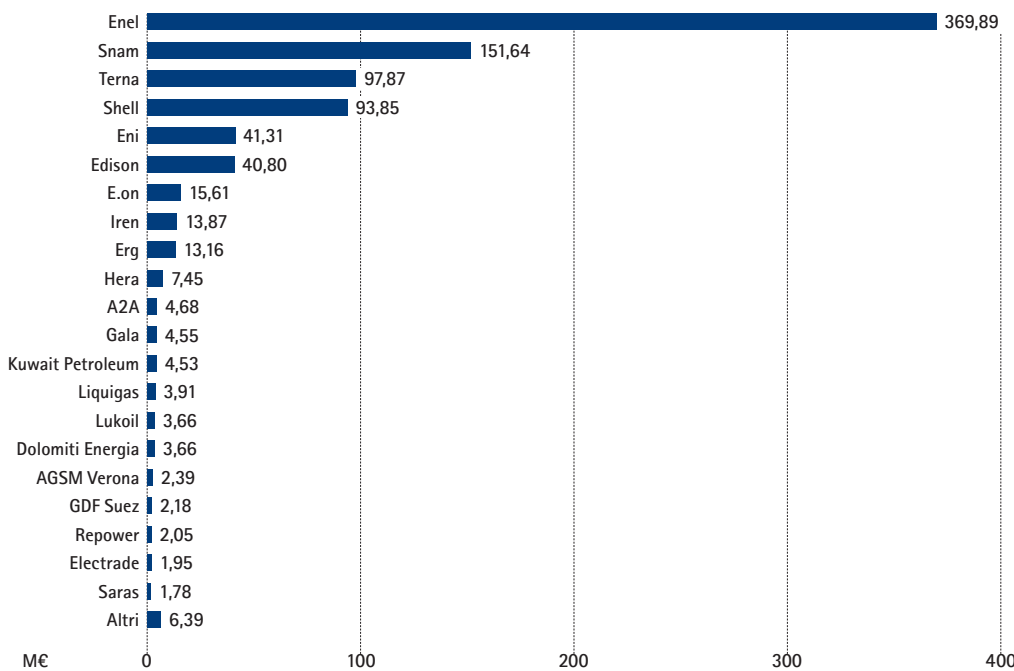


FIG. 6.3

Addizionale Ires dovuta dai principali gruppi vigilati 2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati trasmessi dagli operatori.

- le società vigilate che non hanno applicato l'imposta per non aver conseguito un reddito imponibile ai fini Ires, non possono traslarla per legge sui propri clienti.

In merito alla posizione delle società che non hanno conseguito un reddito imponibile ai fini Ires, si evidenzia che nel 2013 detta circostanza ha riguardato imprese di rilevanti dimensioni, con fatturati spesso superiori al miliardo di euro.

L'attività di vigilanza relativa all'esercizio 2012

Le verifiche svolte sui 387 operatori vigilati nel 2012 hanno posto a confronto le informazioni contabili relative ai semestri successivi all'entrata in vigore del decreto legge n. 112/08 con quelle relative ai periodi precedenti all'introduzione del medesimo decreto.

Dall'esame dei dati contabili, escludendo 46 società attive nei settori regolati, è emersa la seguente situazione:

- per 148 società³ è stata riscontrata una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale riconducibile, almeno in parte, alla dinamica dei prezzi;
- per 144 società non sono emerse variazioni rilevanti ai fini della vigilanza (ovvero, variazioni negative dei margini di contribuzione o variazioni positive attribuibili a maggiori volumi negoziati);
- per 49 società non è stato possibile determinare la variazione del margine in quanto:
 - 26 società non hanno conseguito un reddito imponibile ai fini Ires e, pertanto, non hanno corrisposto l'addizionale d'imposta;
 - 14 società sono state interessate da rilevanti variazioni dell'assetto societario tali da rendere poco significativa l'analisi dei dati;
 - 2 società non hanno dato corso agli adempimenti richiesti. Gli Uffici hanno disposto un'intimazione ad adempiere finalizzata all'acquisizione delle informazioni richieste e all'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie;

- 7 società sono state segnalate all'Agenzia delle entrate, al fine di verificare i presupposti della loro assoggettabilità all'addizionale d'imposta.

Esiti dell'attività di vigilanza relativa all'esercizio 2011

Nel corso del 2014 sono state approfondite le posizioni relative a 144 imprese (di cui 94 appartenenti al settore dell'energia elettrica e del gas e 50 a quello petrolifero) che, con riferimento all'esercizio 2011, presentavano un incremento del margine di contribuzione semestrale rispetto ai periodi precedenti all'applicazione dell'addizionale Ires.

In particolare, sono state inviate 55 richieste di motivazioni dal cui esame è emerso che:

- 2 società hanno fornito elementi utili a escludere possibili fenomeni traslativi;
- 53 società, di cui 38 del settore energia elettrica e gas e 15 del settore petrolifero, hanno trasmesso giustificazioni non sufficienti a escludere una possibile traslazione della maggiorazione Ires.

Con riferimento a queste ultime società, le motivazioni esaminate sono state classificate in gruppi omogenei per evidenziare fenomenologie di prezzo ricorrenti e dinamiche aziendali comuni a più operatori vigilati (Tav. 6.21). L'addizionale Ires dovuta nel 2011 dalle suddette 53 società rappresenta l'entità massima di una possibile traslazione e ammonta a circa 192 milioni di euro.

Risultanze delle verifiche relative all'esercizio 2010

Nel 2014 si sono definitivamente concluse le verifiche contabili avviate nei confronti di 199 operatori che presentavano un incremento del margine di contribuzione semestrale del 2010, rispetto a periodi precedenti all'applicazione dell'addizionale Ires. A seguito degli approfondimenti svolti, è stato possibile concentrare l'attività di verifica di possibili condotte traslative su 73 imprese; tali approfondimenti hanno riguardato:

³ L'addizionale Ires corrisposta nel 2012 da questi operatori ammonta a 326 milioni di euro.

TAV. 6.21

Classificazione delle motivazioni fornite dagli operatori

GIUSTIFICAZIONI SOTTESE ALL'INCREMENTO DEL MARGINE DOVUTO AI MAGGIORI PREZZI PRATICATI	
1	Necessità di recuperare, nei prezzi praticati, i costi relativi a dilazioni di pagamento, al rischio solvibilità e al rischio connesso alla volatilità dei prezzi.
2	Appartenenza a gruppi societari e/o consorzi di imprese che dettano le strategie di prezzo.
3	Migliori condizioni di approvvigionamento, ottenute diversificando i fornitori o mediante modifica dei contratti di acquisto, alle quali non è corrisposto un adeguamento dei prezzi di vendita.
4	Acquisizione di un ramo d'azienda che ha determinato una migliore marginalità.
5	Incremento dei prezzi determinato da intervenute disposizioni di legge o da provvedimenti regolatori.
6	Aumento dei prezzi al fine di consolidare economicamente l'attività commerciale dell'impresa, data l'attuale congiuntura economica negativa.
7	Differenti elaborazioni contabili rispetto a quelle prodotte dagli Uffici, anche mediante l'utilizzo di valori diversi da quelli trasmessi attraverso il sistema informativo di raccolta dei dati.
8	Diversificazione della clientela, tramite il riposizionamento dell'impresa su segmenti che garantiscono una migliore marginalità.
9	Incremento dei soli volumi di vendita, cui non si ritiene sia corrisposto un aumento dei prezzi.

- le strategie di prezzo praticate nell'esercizio vigilato (2010);
- il mercato di approvvigionamento e di sbocco delle imprese, con particolare riguardo agli operatori attivi nei settori regolati dall'Autorità (per esempio, condizioni di tutela);
- le risultanze emerse nell'ambito delle verifiche contabili eseguite negli esercizi precedenti al 2010 (2008 e 2009);
- l'entità degli scostamenti del margine di contribuzione, rilevati in entrambi i semestri del 2010, rispetto ai corrispondenti semestri base, e il loro rapporto con l'addizionale Ires; nei casi di variazione del margine in un solo semestre, le verifiche sono state estese anche alla variazione del margine a livello annuale;
- i contenuti delle motivazioni, con richiesta di ulteriori informazioni nei casi in cui le argomentazioni delle imprese fossero carenti o di dubbia interpretazione;
- la correttezza e la coerenza dei dati contabili comunicati, alla luce di anomalie segnalate dalle imprese nelle motivazioni trasmesse.

Gli approfondimenti hanno, quindi, fornito ulteriori elementi di valutazione delle politiche di prezzo adottate dagli operatori nei rispettivi settori di mercato. Per circa la metà dei casi verificati (34) in questo ambito pre-procedimentale, detti elementi rappresentano una condizione necessaria, ma non sufficiente, ad accertare una possibile violazione del divieto di traslazione che, come segnalato

anche in precedenti rapporti al Parlamento, prevede il ricorso a procedimenti individuali di accertamento che, in considerazione della recente pronuncia della Corte costituzionale in materia, di cui si è detto, non sono stati avviati.

Collaborazione con la Guardia di Finanza

L'attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta è stata svolta anche nel 2014 in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68, e dal relativo Protocollo di intesa⁴. La collaborazione si è sviluppata attraverso un interscambio di dati e informazioni utili al perseguimento delle finalità di vigilanza nei confronti delle imprese interessate dal divieto di traslazione. L'Autorità si è avvalsa del supporto di cinque ispettori per il monitoraggio dei dati pervenuti dagli operatori e per le verifiche contabili. Nel 2014 sono state individuate le società che, pur essendo tenute al versamento dell'addizionale Ires e al rispetto degli obblighi connessi alla vigilanza, non hanno corrisposto il tributo o l'hanno versato in misura inferiore. Sono state, inoltre, segnalate all'Agenzia delle entrate le imprese che a vario titolo avevano chiesto di essere esonerate dalla vigilanza, ritenendosi non soggette all'addizionale d'imposta, ovvero che risulta non abbiano applicato la corretta aliquota dell'addizionale.

⁴ Delibera 15 dicembre 2005, n. 273, recante *Approvazione del Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Guardia di Finanza*.

Tale attività ha comportato il recupero di maggiore imposta per l'erario, per l'anno 2012, di un importo pari a circa 6.000 €. Tale importo va sommato all'imposta recuperata nel periodo 2008-2012,

pari a circa 6 milioni di euro, cui vanno aggiunte le sanzioni pecuniarie e gli eventuali interessi applicati in sede di ravvedimento, se esercitato.

Attuazione del regolamento REMIT

Il regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), assegna un ruolo rilevante alle Autorità nazionali di regolazione, attraverso il conferimento di numerose attribuzioni e ampi poteri di esecuzione della disciplina europea. In particolare, le Autorità nazionali:

- sono responsabili dell'istituzione e della manutenzione del Registro degli operatori di mercato e hanno l'obbligo di trasmettere le informazioni contenute nei propri registri nazionali all'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali per l'energia (ACER);
- collaborano tra loro a livello regionale e con l'ACER nella conduzione del monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso. A tal fine, possono accedere alle informazioni pertinenti raccolte da ACER e possono altresì monitorare le attività di negoziazione di prodotti energetici all'ingrosso, a livello nazionale;
- assicurano, per mezzo di opportuni poteri di *investigation* e di *enforcement*, l'attuazione dei divieti di *insider trading* e di manipolazione del mercato, nonché il rispetto dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate⁵;
- sono responsabili di assicurare elevati standard di sicurezza e segreto professionale sulle informazioni, in considerazione delle fattispecie trattate;
- laddove previsto dagli Stati membri, assicurano l'applicazione della disciplina sanzionatoria per i casi di violazione del regolamento.

Al fine di ottemperare agli adempimenti previsti dal REMIT, con la delibera 11 luglio 2013, 301/2013/A, l'Autorità ha costituito un apposito gruppo di lavoro interdirezionale.

Con il documento per la consultazione 13 marzo 2014, 101/2014/E/com, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti circa i criteri e le modalità di applicazione degli obblighi di pubblicazione delle informazioni privilegiate.

La legge 30 ottobre 2014, n. 161, all'art. 22 ha assegnato all'Autorità i poteri di indagine richiesti dal REMIT, necessari per svolgere il proprio compito di verifica e controllo del rispetto dei divieti di manipolazione del mercato e di *insider trading*. Inoltre, nel definire i principi generali della disciplina sanzionatoria, ha conferito all'Autorità anche il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie per le violazioni del regolamento stesso, salvo che il fatto costituisca reato.

Nel corso del 2014 è proseguita, anche con il contributo dell'Autorità, l'attività di sviluppo delle regole a livello europeo. Il 17 dicembre 2014 la Commissione europea ha adottato il regolamento di esecuzione (UE) 1348/2014, relativo alla segnalazione dei dati in applicazione dell'art. 8, parr. 2 e 6, del REMIT (c.d. *Implementing Acts*). Con l'entrata in vigore degli *Implementing Acts*, il 7 gennaio 2015, sono state definite le ultime scadenze per la piena operatività della disciplina di monitoraggio dettata dal REMIT.

Con la delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com, l'Autorità ha istituito il Registro nazionale degli operatori di mercato. L'istituzione dei registri nazionali è il primo passo verso l'operatività del sistema di monitoraggio europeo, prevista a decorrere dal 7 ottobre 2015. Infatti, gli operatori di mercato, che hanno l'obbligo di segnalare

⁵ Ai sensi dell'art. 2, comma 1, del REMIT, è un'informazione privilegiata: «un'informazione che ha carattere preciso, che non è stata resa pubblica, che concerne, direttamente o indirettamente, uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se resa pubblica, potrebbe verosimilmente influire in modo sensibile sui prezzi di tali prodotti».

all'ACER le transazioni effettuate sui mercati (obbligo di *reporting*), devono preliminarmente ricevere un codice identificativo, che viene rilasciato loro a seguito dell'iscrizione nel Registro.

L'Autorità ha scelto di sviluppare in proprio il Registro nazionale mediante un'opportuna estensione dell'Anagrafica operatori già

esistente. Tale scelta ha il duplice vantaggio di evitare agli operatori i costi amministrativi dovuti per un ulteriore processo di accreditamento e caricamento dei dati, nonché di consentire maggiore flessibilità per eventuali modifiche o aggiornamenti del sistema.

Dal 17 marzo 2015 il Registro è disponibile per l'iscrizione degli operatori.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2014, l'attività riconducibile al potere sanzionatorio di tipo tradizionale (che richiede 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 un significativo aumento, pari a circa il 180%, rispetto all'importo delle sanzioni irrogate nell'anno precedente.

Al rigore utilizzato dall'Autorità nella valutazione degli illeciti regolatori, confermato anche dall'avvio di ben 40 nuovi procedimenti sanzionatori, è corrisposta una maggiore severità nell'apprezzamento degli impegni presentati dalle imprese destinatarie dei procedimenti sanzionatori. La prassi applicativa dell'istituto (previsto dall'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 e reso definitivamente operativo dagli artt. 16 e segg. della delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, con cui l'Autorità ha adottato il *Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni*) ha evidenziato che solo in sette casi sono state ammesse e – dopo il superamento del c.d. *market test*, di cui all'art. 18 del citato regolamento – approvate le proposte di impegni ritenute di effettiva utilità rispetto al perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate (così come richiesto dallo stesso legislatore nell'art. 45, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11).

Inoltre, a seguito dall'attribuzione delle nuove competenze nel settore dei servizi idrici (per effetto dell'art. 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214), l'Autorità, dopo una prima fase volta principalmente all'implementazione della regolazione afferente a tale settore, ha approntato i primi interventi di *enforcement*, finalizzati a

garantire l'attuazione e il rispetto della suddetta disciplina regolatoria, culminati con l'avvio dei primi tre procedimenti sanzionatori per violazioni della normativa relativa al servizio idrico integrato.

In un'ottica di semplificazione degli strumenti di accertamento, pur nel rispetto del principio del contraddittorio, un ruolo significativo ha continuato a essere svolto dalla procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie, prevista dall'art. 45 del citato decreto legislativo n. 93/11 e dall'art. 5 del suddetto regolamento. L'applicazione dell'istituto ne ha evidenziato la coerenza con il tratto essenziale, scolpito dalle norme che lo hanno introdotto: quello appunto di permettere, in un'ottica deflattiva dell'azione amministrativa e nel riconoscimento dei diritti di partecipazione e contraddittorio, la conclusione del procedimento con il minimo "costo" da parte dell'amministrazione e dei soggetti coinvolti.

Nel 2014 sono stati gestiti 102 procedimenti sanzionatori, di cui 40 atti di avvio, 27 comunicazioni delle risultanze istruttorie e 35 provvedimenti conclusivi (di cui sette con l'approvazione degli impegni presentati dagli esercenti). Nel corso di tale anno, oltre ai menzionati procedimenti relativi al servizio idrico integrato, sono stati avviati sei procedimenti con la suddetta procedura semplificata: cinque di essi riguardavano violazioni della normativa in materia di divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Hood Tax*) e uno, invece, la violazione della regolazione in materia di condizioni contrattuali di fornitura del gas nei confronti di clienti finali del servizio di tutela. Di tali procedimenti, ben cinque si sono conclusi con il pagamento della sanzione pecuniaria in misura ridotta da parte degli operatori. Per altri sette procedimenti avviati nel 2014, l'Autorità ha svolto la preliminare verifica di ammissibilità degli impegni, che ha dato esito positivo in quattro casi e negativo nei restanti tre.

Fra i 35 procedimenti conclusi, 27 si sono risolti con l'accertamento delle responsabilità contestate e la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo pari a circa 11.000.000 €, uno è terminato con l'accertamento dell'insussistenza delle violazioni e sette, come detto, si sono chiusi con l'approvazione degli impegni.

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 24), sei riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, due si riferiscono a violazioni della disciplina tariffaria, quattordici attengono alla violazione delle disposizioni in materia di accesso e di erogazione dei servizi di rete e, infine, due scaturiscono dalle violazioni di obblighi informativi.

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati in materia di violazione della regolazione dei mercati energetici (pari a 13), un procedimento riguarda violazioni relative ai Titoli di efficienza energetica, un altro procedimento si riferisce a violazioni relative al mercato all'ingrosso, tre procedimenti riguardano l'acquisto di certificati verdi, due procedimenti derivano dalla violazione di obblighi posti a tutela della qualità commerciale e dei clienti finali e, infine, sei procedimenti scaturiscono da violazioni di obblighi informativi. Inoltre, nel corso del 2014, sono state presentate tre proposte di impegni.

I dati sintetici evidenziano, pertanto, una prevalenza di procedimenti avviati per illeciti in materia di infrastrutture energetiche e di disciplina del servizio idrico integrato (nel complesso pari a circa il 67,5%), rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione dei mercati dell'energia (pari a circa il 32,5%).

In particolare, dal dato analitico emerge il significativo aumento dell'attività di controllo e repressione degli illeciti regolatori, scaturiti dalla violazione delle disposizioni in materia di accesso e di erogazione dei servizi di rete. In tale settore sono stati avviati, nello scorso anno, 13 nuovi procedimenti sanzionatori e ne sono stati conclusi 10 con l'irrogazione di altrettante sanzioni.

Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture

Servizio idrico integrato

Con riferimento alla gestione del servizio idrico integrato, nel 2014 l'Autorità ha avviato i primi tre procedimenti sanzionatori a carico di altrettanti gestori per violazioni della regolazione posta dall'Autorità. In particolare, le violazioni riguardano il rispetto delle procedure di applicazione delle tariffe, gli adempimenti per la raccolta dei dati e,

infine, l'applicazione della tariffa di depurazione. L'Autorità ha, altresì, dichiarata inammissibile la proposta di impegni presentata da uno dei predetti gestori in quanto, dall'esame della documentazione prodotta, si evinceva la non completa cessazione di tutte le condotte contestate.

Sicurezza del sistema

Nel 2014 l'Autorità ha avviato sei procedimenti sanzionatori in materia di pronto intervento nei confronti di altrettante società di distribuzione del gas naturale. I procedimenti sono volti ad accertare la violazione dell'obbligo di disporre, anche attraverso il centralino telefonico, di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte, con tempestività, alle richieste di pronto intervento. Le contestazioni riguardano, altresì, gli obblighi di misurazione del grado di odorizzazione del gas, nonché gli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas.

Nelle medesime materie l'Autorità ha chiuso due procedimenti sanzionatori; in un caso, irrogando una sanzione amministrativa di 80.500 € nei confronti di una società di distribuzione del gas naturale e, in un altro caso, archiviando il procedimento avviato nel 2013, senza l'irrogazione della sanzione, in quanto la società ha presentato impegni che l'Autorità ha approvato e reso obbligatori, perché ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate.

Infine, le proposte di impegni, presentate da due società nell'ambito di procedimenti avviati rispettivamente nel 2013 e nel 2014 in materia di pronto intervento gas, sono state dichiarate inammissibili.

Disposizioni in materia di accesso e di erogazione dei servizi di rete

Nel corso del 2014 sono stati avviati, nei confronti di un'impresa distributrice di energia elettrica, un procedimento per inosservanza degli obblighi di messa in servizio e di lettura mensile dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione e un procedimento in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica. L'Autorità ha chiuso tre procedimenti, irrogando sanzioni per un totale di oltre 30.000 €, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas per malfunzionamenti dei gruppi di misura installati presso alcune cabine REMI (cabine di regolazione e misura poste nei punti di consegna della rete di distribuzione, funzionali alla rilevazione delle quantità di gas prelevato dai corrispondenti punti della rete di trasporto) nella loro titolarità.

Sono stati, altresì, approvati gli impegni presentati da due imprese distributrici del gas naturale nei confronti delle quali erano stati avviati procedimenti per violazione dell'obbligo di messa in servizio dei gruppi di misura elettronici.

Per quanto concerne il mancato adempimento degli obblighi di installazione dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione con scadenza al 31 dicembre 2010, sono stati avviati 12 procedimenti; mentre per quanto concerne l'inadempimento di tali obblighi con riferimento alla scadenza del 31 dicembre 2009, sono stati chiusi otto procedimenti a carico di altrettante imprese distributrici, di cui sette con irrogazione di sanzioni, per un totale di oltre 465.000 €, e uno con archiviazione e contestuale intimazione ad adempiere.

Disciplina tariffaria

Nel corso del 2014 è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di vendita di energia elettrica per violazione di obblighi in materia di separazione contabile. Nel caso di specie erano emerse alcune anomalie nella determinazione degli oneri non altrimenti recuperabili, sostenuti dagli esercenti la salvaguardia per le forniture a clienti non disalimentabili, in merito ai dati relativi agli anni 2009 e 2010 comunicati dalla società e da quelli risultanti dai conti annuali separati, inerenti ai medesimi anni, inviati secondo le disposizioni dell'Autorità. È stato, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa distributtrice di gas naturale per violazioni in materia di separazione contabile e funzionale.

Nel 2014 l'Autorità ha infine chiuso un procedimento avviato nel 2012 a carico di un esercente per violazione in materia di invio di conti annuali separati, irrogando una sanzione di 25.000 €.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel corso del 2014, l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società distributtrice di gas diverso dal gas naturale per inottemperanza alle richieste di informazioni funzionali all'accertamento della sussistenza delle condizioni per l'applicazione della regolazione tariffaria dell'Autorità. È stato, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa distributtrice di energia elettrica, per inottemperanza alle richieste di informazioni strumentali alla verifica del rispetto degli obblighi in materia di installazione dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione.

Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia

Produzione di energia

Per quanto concerne la violazione della disciplina in materia di erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione di energia elettrica, nel 2014 si è concluso, senza l'irrogazione della sanzione, un procedimento sanzionatorio avviato nei confronti di un gestore di rete per la violazione della disciplina in materia, in quanto sono stati approvati e resi obbligatori gli impegni presentati dal medesimo soggetto. Il procedimento riguardava la presunta violazione dell'obbligo di verificare *in loco* che quanto dichiarato dal richiedente in merito alla connessione corrispondesse alla situazione effettiva dell'impianto nella sua titolarità.

Sempre in tema di servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica, è stato archiviato un procedimento per presunte violazioni degli obblighi relativi all'erogazione degli indennizzi, avviato nel 2013, con l'approvazione della proposta di impegni presentata dal gestore di rete.

Acquisto di certificati verdi

Per quanto riguarda il mercato dei c.d. "certificati verdi", nel 2014 l'Autorità ha avviato tre procedimenti, nei confronti di altrettante imprese per il mancato acquisto dei certificati verdi, di cui due relativi all'energia elettrica prodotta rispettivamente nell'anno 2011 e nell'anno 2012 e uno relativo all'energia elettrica importata nell'anno 2012.

Mercati all'ingrosso

In materia di servizio di bilanciamento del gas naturale, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti del soggetto responsabile del servizio di bilanciamento, per inosservanza delle disposizioni dettate dall'Autorità in ordine alla rideterminazione delle sessioni di bilanciamento effettuate nell'anno 2013.

Nella medesima materia si sono conclusi, con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 10.191.000 €, quattro procedimenti nei confronti di altrettante imprese. Alle società è stato contestato di non aver versato all'impresa di trasporto i corrispettivi previsti dalla regolazione e di non aver usato il servizio di bilanciamento al fine di porre rimedio ai fisiologici disequilibri.

Acquisto di Titoli di efficienza energetica

Nell'ambito dei Titoli di efficienza energetica, l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una impresa

distributrice di gas, per non aver inviato alcuna comunicazione utile alla verifica del possesso dei Titoli di efficienza energetica corrispondenti all'obiettivo specifico relativo all'anno 2013, nonché ai fini della verifica della compensazione dell'inadempienza all'obiettivo specifico relativo all'anno 2012.

L'Autorità ha, inoltre, chiuso cinque procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di sanzioni per un totale di circa 173.000 € nei confronti di altrettante società distributrici che non avevano, in tutto o in parte, raggiunto il proprio obiettivo di acquisto di Titoli di efficienza energetica per l'anno 2010.

Mercati retail

Nei mercati *retail* di energia elettrica e gas, l'Autorità ha concluso, senza l'irrogazione della sanzione, due procedimenti avviati a carico di altrettante società, atteso che le medesime hanno presentato impegni che l'Autorità ha approvato e reso obbligatori in quanto ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate. In particolare, uno dei due procedimenti era stato avviato nel 2013 a carico di uno dei principali operatori del settore energetico per violazioni in materia di fatturazione lesive del diritto del cliente finale di essere adeguatamente e tempestivamente informato sul consumo effettivo di energia elettrica e di gas e dei relativi costi. L'altro procedimento era stato avviato nel 2012 a carico di un esercente per violazioni in materia di fatturazione e di standard generali della qualità della vendita di energia elettrica.

Qualità commerciale e tutela dei clienti finali

Nel 2014 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di vendita di energia elettrica per non

aver rispettato, per due semestri consecutivi, uno degli standard di qualità dei servizi telefonici (*call center*), ossia quello relativo al rapporto tra il numero di chiamate di clienti che hanno effettivamente parlato con un operatore e il numero di chiamate di clienti che hanno chiesto di parlare con un operatore.

L'Autorità ha, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio in forma semplificata per la contestazione di violazioni della regolazione in materia di condizioni contrattuali di fornitura del gas nei confronti dei clienti finali in regime di tutela, che si è concluso con l'adesione della società alla procedura semplificata e il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari a circa 20.000 €.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta stabilito dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Hood Tax*), l'Autorità ha avviato, mediante la citata procedura semplificata, cinque procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti operatori che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità. Di questi procedimenti, ben quattro si sono conclusi in quanto le relative società hanno aderito alla procedura semplificata e provveduto al pagamento della sanzione in misura ridotta per un totale di circa 32.000 €.

L'Autorità ha, altresì, irrogato una sanzione pecuniaria di 25.000 € nei confronti di altro operatore inadempiente ai medesimi obblighi informativi con riferimento ad altre annualità.

È stato, infine, avviato un procedimento sanzionatorio in forma semplificata per l'inosservanza degli obblighi informativi in materia di anagrafica degli operatori dell'Autorità e di reclami presentati allo Sportello.

TAV. 6.22

Violazioni contestate
nel 2014

		TIPOLOGIA DI ATTO						
		Avvii	Chiusure		Proposte presentate	Impegni		
			Archiviazioni	Sanzioni		Ammissibili	Inammissibili	Approvati
INFRASTRUTTURE	Sicurezza del sistema	6		1	2	1	2	1
	Disposizioni in materia di accesso e di erogazione dei servizi di rete	14	1	10		2		2
	Disciplina tariffaria	2		1				
	Esigenze conoscitive	2						
MERCATI	Certificati verdi	3						
	Produzione di energia							2
	Mercati all'ingrosso	1		4				
	Mercati <i>retail</i>					1		2
	Qualità commerciale e tutela dei clienti finali	2		1				
	Titoli di efficienza energetica	1		5				
	Esigenze conoscitive	6		5				
IDRICO	3			1		1		
TOTALE	40	1	27	3	4	3	7	

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle sentenze pubblicate nell'anno 2014 (fino al 31 dicembre 2014) consente di trarre alcune indicazioni sugli esiti del sindacato giurisdizionale in merito agli atti di regolazione. 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 2014, si rinvia alle tavole 6.23 e 6.24, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.25 (pag. 184), 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 6.898 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 dicembre 2014), ne sono state impugnate 644, pari al 9,3%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 89, pari al 13,8% del totale delle delibere impuginate, e all'1,3% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,7%.

Nell'anno 2014, si è registrata una lieve flessione del contenzioso rispetto all'anno precedente in termini di numero di ricorsi: 169 ricorsi nel 2014 rispetto ai 206 del 2013. Si è registrato un decremento del numero delle delibere impuginate con ricorso principale e motivi aggiunti, pari a 62 nell'anno 2014 (82 le delibere del 2013 impuginate nell'anno 2014 o nell'anno precedente). Per quanto riguarda, in particolare, il contenzioso relativo al settore idrico, il numero complessivo di ricorsi nel 2014 è pari a 28.

La delibera oggetto del maggior numero di ricorsi è ancora del settore idrico ed è la delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr (17 ricorsi), relativa all'approvazione dell'MTI per gli anni 2014 e 2015, a compimento del primo periodo regolatorio 2012-2015. A questa seguono: la delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, di aggiornamento, a decorrere dall'1 gennaio 2014, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, impugnata con

15 ricorsi; le delibere 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, e 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, che approvano la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, impuginate con 14 ricorsi.

L'analisi delle sentenze depositate nel corso del 2014 consente di trarre alcune indicazioni sugli orientamenti giurisprudenziali in relazione al sindacato sui poteri dell'Autorità in materia di regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, di regolazione tariffaria e delle infrastrutture, nonché di regolazione del settore idrico.

Per quanto riguarda la regolazione dei mercati all'ingrosso, la delibera 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas, recante l'implementazione del Mercato del bilanciamento del gas del giorno prima (sessione *locational* o sessione G-1, ha superato positivamente il vaglio giurisdizionale. Con la sentenza n. 1728/2014, il TAR Lombardia ha, tra l'altro, precisato che «*gli sbilanciamenti costituiscono dunque una sorta di anomalia di funzionamento del sistema che gli utenti della rete dovrebbero tendenzialmente evitare*» e, pertanto, «*gli shipper non devono stabilire i quantitativi di immissione sulla base dei prezzi del gas che prevedibilmente si formeranno sui mercati di bilanciamento, giacché le risorse utilizzate per il bilanciamento non costituiscono risorse ordinarie da cui gli stessi shipper possono attingere per ottemperare alle obbligazioni di fornitura assunte con i propri clienti, ma costituiscono risorse eccezionali, come detto funzionali a ovviare a situazioni patologiche che possono minare la sicurezza della rete e la continuità delle forniture*».

In materia di servizio di bilanciamento del gas, con riguardo alle garanzie che gli utenti del bilanciamento devono prestare per usufruire del servizio, è di rilievo la sentenza n. 4629/2014, con cui il Consiglio di Stato ha riformato la sentenza del TAR Lombardia n. 3030/2012 in materia di *rating* (delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas), ritenendo che esso, pur non rientrando tra le forme di garanzie tradizionali, costituisca uno strumento idoneo e

TAV. 6.23

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2014

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del Tar			
su istanza di sospensiva	385	199	55
- di merito	846	271	263
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	181	150	37
su appelli della controparte	164	30	38

TAV. 6.24

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2014

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
TOTALE	2.212	199	55	385	271	263	846	150	37	181	30	38	164

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

non discriminatorio per giudicare la solvibilità degli utenti: «Il rating finanziario è finalizzato a rendere un giudizio, da parte di una delle tre agenzie autorizzate (Standad Poor's, Moddy e Fitch), sulla capacità di un soggetto ad assolvere, in modo esatto e tempestivo, il debito contratto. Si tratta di "informazioni qualificate" che operatori economici specializzati forniscono in ordine alla solvibilità di determinate imprese. La competenza della fonte dell'informazione assicura,

pertanto, il responsabile del bilanciamento che la singola impresa che stipula il contratto di trasporto, qualora si venga a trovare in una situazione debitoria nei confronti del sistema, abbia un patrimonio tale da assicurare il soddisfacimento su di esso della pretesa fatta valere dal creditore» (sentenza n. 4629/2014).

Sempre con riguardo alla regolazione del settore del gas, si rilevano due sentenze del TAR Lombardia in materia di procedure di

TAV. 6.25

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2014^(A)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(B)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(C)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE 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	11	19,6	2,3	131
2009	587	44	7,5	4	9,1	0,7	116
2010	656	53	8,1	1	1,9	0,0	204
2011	505	28	5,5	0	0,0	0,0	127
2012	589	64	10,9	4	6,3	0,0	176
2013	646	82	12,7	2	2,4	0,3	206
2014	677	62	9,2	0	0,0	0,0	169
TOTALE	6.898	644	9,3	89	13,8	1,3	2.212

(A) Dati disponibili al 31 dicembre 2014.

(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.

conferimento per l'assegnazione di capacità di stoccaggio. La prima sentenza ha per oggetto le delibere 11 aprile 2013, 159/2013/R/gas, e 11 luglio 2013, 310/2013/R/gas, relative al conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, con riguardo, in particolare, alla legittimità dell'intervento dell'Autorità di modifica delle condizioni di asta precedentemente stabilite: «È certamente vero, infatti, che la neutralità del servizio è assicurata, in linea di massima, anche mediante la tendenziale stabilità dei criteri tariffari per il periodo di regolazione considerato, ma da ciò non può inferirsi l'esaurimento del potere regolatorio una volta esercitato, tanto più allorché emergano fatti nuovi di cui occorra necessariamente tenere conto. [...] Coerentemente, l'Autorità ha ritenuto che l'intervento finalizzato al recupero, almeno parziale, dei costi sopportati dal sistema per le disponibilità di stoccaggio, nonché ad assicurare

le condizioni di sicurezza, liquidità ed economicità del mercato del gas nel periodo invernale, derivanti dal riempimento degli stoccaggi, presentasse carattere di urgenza e di indifferibilità, in considerazione dell'avvenuto inizio del ciclo di iniezione» (sentenza n. 737/2014). La seconda sentenza riguarda le procedure di conferimento delle capacità di stoccaggio dell'anno termico 2014-2015, di cui alla delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas, in particolare, relativamente alla gestione delle capacità di stoccaggio finanziate ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, e alla procedura del c.d. "rilascio" di tali capacità a Stogit. Detto istituto non si pone in contrasto con la finalità principale che il legislatore assegna alle capacità di stoccaggio realizzate ai sensi del citato decreto legislativo n. 130/10, ovvero la loro utilizzazione diretta da parte dei finanziatori (sentenza non definitiva n. 2730/2014).

Nel settore elettrico, in materia di servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la RTN (delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09), di grande rilevanza sono i principi contenuti nella sentenza n. 4874/2014 del Consiglio di Stato per quanto riguarda il rapporto tra esercizio dell'attività di regolazione e garanzie partecipative. In particolare, con tale sentenza è stato precisato che la latitudine delle garanzie partecipative non può essere estesa sino al punto di onerare l'Autorità dell'obbligo di motivare ciascuna delle scelte tecnico-discrezionali sottese all'emanazione di ciascun atto di regolazione: *«Laddove si aderisse a una siffatta impostazione e laddove si affermasse la sussistenza di una violazione delle garanzie partecipative per il solo fatto che l'Autorità di settore non abbia motivato in modo puntuale (pure all'interno dello spettro delle opzioni regolatorie comunque legittime) la scelta per una delle opzioni sul campo in vece di una delle numerose altre possibili pure suggerite dagli operatori di settore, si esporrebbe il sistema della regolazione a possibili paralisi operative, sostituendo – oltretutto – un condivisibile modello partecipativo con un inammissibile modello di immanente co-decisione con i destinatari finali dell'attività di regolazione»* (sentenza n. 4874/2014).

Sempre sul tema dell'esercizio della discrezionalità tecnica nelle scelte regolatorie, in riforma della sentenza n. 1307/2014 del TAR Lombardia, di annullamento della delibera 20 dicembre 2012, 559/2012/R/eel, in materia di fattori percentuali convenzionali di perdita, applicati all'energia elettrica prelevata sulle reti di media e bassa tensione, con la sentenza n. 6153/2014, il Consiglio di Stato, dopo avere sottolineato la sindacabilità da parte del giudice degli atti di regolazione solo per contrasto con il principio di ragionevolezza tecnica, ha affermato che, nel caso di specie, le scelte tecniche dell'Autorità sono risultate rispondenti a criteri logici, introdotti sulla base di una complessa istruttoria, aventi la finalità di evitare inefficienze e sovra-costi del sistema, che sarebbero in contrasto con la finalità istituzionale dell'Autorità di promuovere l'efficienza del sistema, nonché la tutela degli utenti e dei consumatori.

Confermando le sentenze di primo grado di annullamento della delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, in materia di determinazione del corrispettivo di remunerazione integrativa per la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica (*capacity payment*), il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 3051/2014, ha ritenuto che la determinazione del corrispettivo *Si*, come definita dalla delibera ARG/elt 166/10, penalizzi le fonti rinnovabili, a vantaggio delle fonti tradizionali, pur a parità di impegno assunto e di servizio erogato.

Per quanto riguarda la regolazione dei mercati *retail*, meritano di essere segnalate le sentenze del TAR Lombardia in materia di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas (sentenze nn. 978/2014, 979/2014, 980/2014, 981/2014, 1164/2014, 1245/2014, 1246/2014, 1269/2014 e 1270/2014), che hanno dichiarato la legittimità delle delibere 28 marzo 2013, 124/2013/R/gas, e 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas. In particolare, per quanto riguarda la quota della componente QVD dei corrispettivi tariffari in questione, destinata a coprire la morosità dell'utenza, il TAR Lombardia ha ritenuto legittimo il sistema di riconoscimento degli oneri della morosità che esclude gli operatori meno efficienti nella politica di impresa di gestione e di recupero del credito, allo scopo di incentivare comportamenti virtuosi da parte delle imprese: *«Non si dimentichi, infatti, che il riconoscimento degli oneri della morosità finisce per "spalmare" la morosità stessa su tutti i clienti – anche quelli regolari nei loro pagamenti – sicché non appare illogico o arbitrario introdurre un sistema di penalizzazione per le gestioni dei crediti meno virtuose»* (sentenza n. 1269/2014).

Con la sentenza n. 6041/2014, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità in materia di rimozione della c.d. "clausola di invarianza" inserita nei contratti di vendita del gas (delibere 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08, e 30 luglio 2009, ARG/gas 106/09), al fine di consentire ai consumatori di beneficiare della diminuzione dei prezzi del petrolio attraverso le condizioni economiche di fornitura. In particolare, con tale sentenza si è ritenuto equo e ragionevole il bilanciamento degli interessi operato dall'Autorità, da un lato, con la rimozione della clausola di invarianza a favore dei clienti finali, dall'altro, con la previsione di un meccanismo di compensazione degli oneri non recuperabili a favore delle sole imprese che dimostrino di avere subito una perdita strettamente correlata all'eliminazione di tale clausola.

In riforma delle precedenti sentenze di primo grado di annullamento della delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 2986/2014, ha dichiarato legittima l'istituzione del servizio di *default* a carico delle imprese di distribuzione del gas: *«Il servizio di default non può, infatti, essere qualificato come attività di vendita, essendo al contrario pienamente riconducibile al servizio di bilanciamento, di cui costituisce una fattispecie particolare. È al tal fine dirimente la considerazione che il distributore non vende energia al cliente finale (il quale non "compra" energia, ma effettua semplicemente prelievi indebiti in assenza di un contratto di fornitura), ma regola ex post i rapporti di indebito oggettivo sorti in*

seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione. Del resto, il rischio tipico dell'attività di vendita, quello della morosità del cliente servito, non è posto a carico dell'esercente, come dovrebbe essere se il servizio di default fosse davvero un'attività di vendita». Conforme a tale orientamento, sono anche la sentenza del TAR Lombardia n. 2692/2014 e, in tema di servizio di default come obbligo dell'impresa maggiore di trasporto (delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas), la sentenza n. 2366/2014, sempre del TAR Lombardia.

Con riguardo alla partecipazione ai costi del servizio di dispacciamento da parte delle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di cui alla delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, con sentenza n. 2936/2014, il Consiglio di Stato ha stabilito che la non prevedibilità tecnica delle fonti non programmabili ne impedisce l'equiparazione a quelle programmabili, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per gli sbilanciamenti, in ossequio al principio di non discriminazione. Questo, tuttavia, non implica che i costi degli sbilanciamenti delle fonti non programmabili debbano essere socializzati, in quanto ciò realizzerebbe una discriminazione non giustificabile: pertanto, l'Autorità ha piena discrezionalità nel trovare una soluzione che: «[...] da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile» (sentenza n. 2936/2014).

Con riguardo all'accesso agli incentivi di cui al provvedimento CIP6, il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 3363/2014, ha precisato che la facoltà concessa a un'impresa di optare per il regime di calcolo degli incentivi del provvedimento CIP n. 34/90, anziché secondo il regime differente del provvedimento CIP6, non può trasformarsi in un abuso del diritto: «Un tale cambio di opzione non può assurgere a metodo per godere, nel corso del tempo, dei benefici maggiormente favorevoli a seconda delle contingenti condizioni di fatto».

In materia di determinazione del Costo evitato di combustibile (CEC) per l'anno 2008, sempre con riguardo al prezzo di ritiro dell'energia elettrica ammessa a beneficiare degli incentivi del provvedimento CIP6, il Consiglio di Stato, con sentenza n. 3465/2014, ha ritenuto la delibera 29 novembre 2013, 553/2013/R/eel, conforme al giudizio della precedente sentenza n. 6026/2011, osservando che: «Non

può annettersi alla sentenza oggetto di ottemperanza un significato tale da aver imposto all'Autorità, in sede di riesercizio del potere, un preciso vincolo nel quomodo, sino a vincolarne in modo pressoché totale l'attività conformativa e sino a determinare la nullità dei conseguenti atti conformativi laddove divergenti, sia pure in una parte minore, rispetto al vincolo in tal modo imposto».

Alcune importanti decisioni sono state pubblicate in materia di regolazione tariffaria e di regolazione delle infrastrutture. In materia di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017 (RTTG), di cui alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 1748/2014, in merito alla strutturazione della tariffa secondo il criterio *entry-exit* ha evidenziato che esso trova diretto riscontro normativo nell'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, e che, alla stregua di tale criterio, la differenziazione geografica è attuata dall'Autorità in modo ragionevole: «[...] i corrispettivi di entrata debbano rispecchiare la distanza media di percorrenza del gas rispetto al baricentro del sistema, collocato nella Pianura Padana. Ne discende che la differenziazione geografica – lungi dall'apparire in sé discriminatoria – risulta normativamente prescritta e attuata in modo che non appare in sé irragionevole»; inoltre, quanto alla necessità di attenuare le penalizzazioni territoriali, è stato evidenziato che: «[...] tale obiettivo sia stato perseguito prevedendo, per la zona "meridionale", corrispettivi di uscita più bassi rispetto a quelli praticati con riguardo a tutte le altre aree geografiche, in tal modo valorizzando, altresì, la minore distanza percorsa dal gas rispetto ai punti di immissione collocati nel Sud d'Italia» (sentenza n. 1748/2014).

Quanto alla necessità di assicurare i ricavi di riferimento all'impresa maggiore di trasporto, la medesima sentenza del TAR Lombardia n. 1748/2014 ha evidenziato come ciò sia diretta conseguenza del fatto che gli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto del gas non siano rimessi alle scelte dell'impresa di trasporto: «[...] ma siano soggetti a un processo di pianificazione centralizzata, disciplinato dall'art. 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93. Conseguentemente, la remunerazione degli investimenti effettuati costituisce la necessaria contropartita rispetto alla soggezione dell'impresa di trasporto alle scelte delle pubbliche Autorità in merito agli investimenti necessari per lo sviluppo della rete».

Riguardo alla regolazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas, il TAR Lombardia ha annullato la delibera 436/2012/R/gas, avente a oggetto la proroga, al 31 dicembre 2013, del periodo di vigenza delle disposizioni contenute nel *Testo unico della regolazione*

della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012. Secondo il TAR Lombardia, per quanto riguarda la remunerazione del capitale investito, per il tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF), è illegittimo il riferimento alla media del rendimento annuale dei BTP decennali correlato non al periodo annuale immediatamente precedente all'adozione della delibera 436/2012/R/gas, ma al lasso temporale compreso tra il mese di dicembre 2010 e il mese di novembre 2011, in quanto: «Per quanto riguarda il parametro relativo alla remunerazione del capitale per investimenti privi di rischio, poiché, come detto, la funzione di tale parametro è quella di garantire all'operatore un rendimento in linea con quello che potrebbe ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio, l'atto dovrà prevedere quale sarà il tasso generalmente riconosciuto per siffatti investimenti nel periodo di regolazione successivo. Ciò premesso, appare del tutto evidente come, al fine di pervenire a previsioni il più possibile realistiche, i dati da cui partire, dal punto di vista temporale, debbano discostarsi il meno possibile dal periodo che si intende disciplinare, giacché maggiormente ci si allontana da questo, meno probabile sarà l'aderenza di quei dati alla realtà futura» (sentenze nn. 2553/2014, 2554/2013, 2555/2014 e 2556/2014).

Per quanto concerne la definizione delle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "energivore"), rilevante ai fini della rideterminazione agevolata degli oneri generali del sistema elettrico, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 3094/2014, ha ritenuto non in contrasto con la direttiva 2003/96/CE la definizione di impresa energivora adottata dalla delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/eel, che esclude le imprese della grande distribuzione dai benefici tariffari. La direttiva 2003/96/CE, all'art. 17, punto 1, lettera a), consente agli Stati membri di applicare, ai fini dell'individuazione delle imprese energivore, "concetti più restrittivi" come il valore del fatturato, per cui è lecito e rispettoso della direttiva comunitaria individuare solo taluni settori imprenditoriali quali beneficiari della rideterminazione degli oneri generali di sistema: «Se è pur vero che secondo l'art. 17, punto 1, lettera "a" della direttiva, ai fini dell'individuazione delle imprese energivore occorre rapportare il costo dell'energia pagato dall'impresa al valore produttivo della medesima, è parimenti innegabile che la norma stessa consenta agli Stati membri di applicare "concetti più restrittivi" (evidentemente più restrittivi del concetto di "valore produttivo"), compresi "il valore del fatturato e le definizioni di processo e di settore". [...] Se il legislatore europeo avesse voluto limitare la rilevanza del valore del fatturato al solo regime

transitorio, avrebbe dettato un'esplicita norma in tale senso, oppure avrebbe espressamente stabilito che il criterio del valore produttivo non avrebbe sofferto alcuna eccezione dopo il 1° gennaio 2007. La direttiva non si esprime – però – in tal senso, anzi il regime transitorio è concesso agli Stati per (così ancora testualmente l'art. 17), "conformarsi alla definizione di cui alla lettera a), primo comma" e in tale definizione rientra anche il richiamo ai succitati "concetti più restrittivi"» (sentenza n. 3094/2014).

In materia di regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, merita di essere segnalata la sentenza n. 531/2014 del TAR Lombardia, che affronta il tema della rilevanza "del fatto del terzo" per la determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione, di cui alla delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas. Secondo tale sentenza, il danno provocato dal dipendente mentre opera nell'esercizio delle sue incombenze non può essere considerato danno provocato da soggetto terzo estraneo all'impresa: «Va osservato che costituisce principio del nostro ordinamento quello secondo il quale delle conseguenze dannose provocate dall'azione del dipendente, che agisce nell'esercizio delle proprie funzioni, risponde il datore di lavoro. Questo principio deriva, a sua volta, da un principio ancor più generale che si basa sull'esigenza di far gravare su chi si avvale dell'opera altrui il rischio per i danni che questa può arrecare a terzi; [tali principi] hanno portata più ampia e consentono di far gravare sul datore di lavoro stesso anche sanzioni di altro tipo quale quella applicata con il provvedimento impugnato, la quale presuppone comunque la potenziale esposizione di terzi al rischio di danno cagionato dall'attività del dipendente dell'impresa distributrice del gas» (sentenza n. 531/2014).

Sempre in tema di regolazione della qualità dell'attività di vendita, con riguardo allo standard generale di qualità introdotto dalla delibera 22 settembre 2010, ARG/com 147/10, secondo cui il venditore deve fissare l'appuntamento tra il distributore locale e il cliente finale entro un giorno lavorativo in almeno il 90% dei casi, pena una sanzione per il mancato rispetto di tale standard, la sentenza del TAR Lombardia n. 965/2014 rileva che: «Il fatto che una quota consistente dei soggetti incaricati della distribuzione non si sia ancora dotata di sistemi informatici evoluti non appare idoneo a impedire l'implementazione degli standard di servizio in favore dell'utenza, anche in ragione della circostanza che proprio in questo modo si può indurre i destinatari dell'obbligo a ottemperarvi, rischiando gli stessi sanzioni non solo per l'omessa attuazione di obblighi di fare, ma anche in relazione alla qualità del servizio espletato».

Per quanto concerne la regolazione delle reti interne di utenza, riguardo al caso oggetto della delibera 28 luglio 2011, VIS 82/11, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 3215/2014, dopo avere sottolineato che il soggetto responsabile della rete interna agisce come unico gestore della medesima rete ed è l'unico referente per gli oneri economici derivanti dall'utilizzo della rete, esclude una disparità di trattamento tra gestore delle reti interne di utenza e gestore di una rete pubblica, in quanto è la stessa legge n. 99/09 a fondare un diverso trattamento dei gestori delle reti interne rispetto ai gestori delle reti pubbliche.

Per quanto riguarda l'esercizio del potere sanzionatorio, si dà conto della sentenza della Corte di Giustizia 26 novembre 2014 (causa C-66/13), in merito alla compatibilità con le norme del Trattato in materia di competenza esterna della Comunità europea dell'accordo bilaterale, concluso tra la Svizzera e l'Italia, per l'accettazione di certificazioni attestanti la provenienza da fonte rinnovabile dell'energia elettrica importata dalla Svizzera in Italia, ai fini dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi. Con tale sentenza, la Corte di Giustizia ha ritenuto che la Comunità disponga di una competenza esterna esclusiva che osta a una disposizione nazionale, come quella contenuta nell'art. 20, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03; essa prevede la concessione di un'esenzione dall'obbligo di acquistare certificati verdi a motivo dell'immissione, nel mercato nazionale del consumo, di energia elettrica importata da uno Stato terzo, mediante la previa conclusione, tra lo Stato membro e lo Stato terzo interessati, di un accordo in forza del quale si garantisce che l'energia elettrica così importata è prodotta da fonti energetiche rinnovabili, secondo modalità identiche a quelle previste dall'art. 5 di tale direttiva 2001/77/CE.

Sempre in tema di sanzioni per inadempimento dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi, la sentenza n. 1884/2014 del TAR Lombardia, in merito alla sanzione irrogata con la delibera 17 ottobre 2013, 453/2013/S/efr, ha escluso che la produzione di certificazioni attestanti il mix energetico rilasciati dalla Borsa elettrica di uno Stato membro, ai sensi dell'art. 3, par. 6, della direttiva 2003/54/CE, possa essere considerata equivalente alla presentazione delle garanzie di origine, di cui all'art. 5 della direttiva 2001/77/CE, per provare la provenienza da fonte rinnovabile dell'energia elettrica importata in Italia, ai fini dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi. Con le sentenze n. 3893/2014 e n. 3894/2014, il Consiglio di Stato ha ribadito il proprio orientamento che esclude l'applicabilità dell'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689, ai procedimenti

sanzionatori dell'Autorità, ai fini della contestazione dell'illecito (delibere 2 novembre 2009, VIS 113/09 e VIS 114/09).

Per quanto riguarda le attività ispettive, la sentenza n. 1326/2014 del TAR Lombardia precisa che la disciplina applicabile ai procedimenti di verifica e sopralluogo condotti dall'Autorità non è rinvenibile nel decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, che si pone come disciplina generale rispetto a quella contenuta nella delibera 14 dicembre 2004, n. 215, la quale assume carattere di specialità e si applica ai procedimenti di verifica che, per la loro conformazione, sono strutturati diversamente rispetto ai comuni procedimenti, vista la doverosità e l'ordinarietà dei primi, nonché la loro appartenenza a una sequenza procedimentale più complessa (su tale aspetto, si veda anche la sentenza del TAR Lombardia n. 864/2014).

In merito all'attività di verifica condotta sugli incentivi erogati ai sensi del provvedimento CIP6, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 1014/2014, ha ritenuto che la quantificazione forfettaria dei consumi per servizi ausiliari concordata dalle parti, consentita dal decreto ministeriale 25 settembre 1992, costituisce una semplificazione amministrativa per superare il problema della misurazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale, ma non può essere utilizzata per lasciare all'arbitrio delle parti la quantificazione dei consumi, in modo da trasformare l'incentivo da netto a lordo a danno dei consumatori: *«Ne consegue che la clausola deve interpretarsi ed eseguirsi, secondo buona fede ai sensi dell'art. 1375 c.c., nel senso che i quantitativi di energia assorbita dai servizi ausiliari dedotti dall'energia mensile convenzionata non possono essere inferiori al valore indicato nella singola convenzione, mentre il produttore non deve dare la prova dell'effettività del consumo fino a quel valore in quanto le parti hanno già riconosciuto convenzionalmente quella determinata quantità di consumo elettrico per servizi ausiliari. Deve invece escludersi che tale forfettizzazione sia un mezzo per riconoscere un incentivo ulteriore al produttore rispetto alla previsione di una tariffa di favore per la cessione di energia, al fine di permettergli di porre a carico della collettività i costi di produzione dell'energia attraverso l'estensione della tariffa prevista per la cessione dell'energia».*

Nel corso del 2014, sono state pubblicate alcune rilevanti sentenze in materia di regolazione del settore idrico. Le prime decisioni del 2014 riguardanti tale contenzioso sono già state riportate nella *Relazione Annuale 2013*.

In merito al perimetro del servizio idrico integrato, la sentenza n. 1165/2014 ha ritenuto illegittima la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, nella parte in cui detta prescrizioni tariffarie per

l'attività di gestione delle acque meteoriche e di drenaggio urbano, in quanto non rientra nella definizione che l'art. 142 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, fornisce per il servizio idrico integrato.

Con la sentenza n. 2564/2014, si è ritenuta legittima la scelta dell'Autorità di qualificare come non obbligatoria per il gestore del servizio idrico integrato l'attività di gestione delle acque bianche e di pulizia e manutenzione delle caditoie, come non obbligatoria è qualunque altra attività non prevista nelle attuali convenzioni e nei Piani d'ambito.

Per quanto riguarda l'applicazione del nuovo metodo tariffario anche ai concessionari di costruzione e gestione in *project financing* di opere afferenti alle attività del servizio idrico integrato, la sentenza n. 1273/2014 ritiene che la delibera 585/2012/R/idr sia chiara nell'assoggettare alla nuova regolazione tutte le attività pertinenti al servizio idrico integrato, incluse le attività svolte da grossisti, quale che sia il titolo in forza del quale il servizio è svolto: «L'Autorità dispone quindi del potere di predisporre il metodo tariffario per la determinazione della tariffa del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, potere generale che prescinde da quali siano i titoli in forza dei quali sia stata attribuita, ai singoli soggetti, la gestione del servizio. Né le norme sopra richiamate consentono di operare distinzioni a seconda delle modalità con cui il servizio viene remunerato, se mediante tariffa corrisposta dagli utenti, a fronte della fruizione del servizio, o – come accade nel caso di specie – mediante canone a carico del concedente».

L'applicabilità della delibera 585/2012/R/idr alle attività svolte "a monte" rispetto alla gestione del servizio idrico integrato, cioè quelle relative alla gestione del segmento del c.d. "sovrambito", è sancita dalla sentenza n. 1274/2014, che afferma che la delibera in questione trovi piena applicazione ai servizi di captazione e adduzione: «Poiché i servizi di captazione, adduzione e depurazione sono parte del "servizio idrico integrato", l'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012 è pienamente conforme al dettato normativo e legittimamente l'Autorità li ha ricompresi nell'ambito di applicazione della nuova regolamentazione tariffaria».

La medesima sentenza si sofferma sul potere dell'Autorità di incidere sulle convenzioni in essere anche per il segmento di sovrambito: «Il Collegio ritiene corretto accedere a una interpretazione dell'art. 10, comma 14, lettera f), decreto legge n. 70/11, che ricomprenda tra gli "atti che regolano il rapporto tra le Autorità d'ambito territoriale ottimale e i gestori del servizio idrico integrato", su cui l'Autorità può incidere, anche le convenzioni stipulate da soggetti che, come la ricorrente, sono grossisti e gestori del segmento di "sovrambito".

[...] La decisione di incidere sulle convenzioni in essere, espungendo l'adeguatezza della remunerazione del capitale investito dai criteri per la determinazione delle tariffe, era doverosa alla luce del mutato quadro normativo risultante dalla consultazione referendaria dell'11 e 12 giugno 2011 ed è pienamente conforme al dettato normativo. La differente interpretazione, che ritenga la vigente formulazione dell'art. 154 del decreto legislativo n. 152/06 applicabile solo alle nuove convenzioni, con esclusione di quelle in essere, considerando la loro lunga durata (sino a 30 anni), porterebbe, invero, a una vanificazione degli effetti del referendum del 2011» (in tale senso, si sono pronunciate pure le sentenze nn. 1278/2014, 1258/2014 e 974/2014).

Con riguardo al Fondo per i nuovi investimenti (FoNI), il TAR Lombardia ha ritenuto illegittima la mancata previsione, da parte della delibera 585/2012/R/idr, di alcun riconoscimento in tariffa degli oneri fiscali per la quota di capitale finanziata con contributi a fondo perduto, in quanto: «La quota di tariffa che costituisce il FoNI è soggetta a tassazione, trattandosi di un reddito maturato in capo al gestore» (sentenze nn. 2564/2014, 1165/2014 e 974/2014).

Con la sentenza n. 1165/2014, è stata ritenuta illegittima la mancata previsione del rischio delle perdite su crediti nel calcolo della quota tariffaria relativa al FoNI: «Preliminarmente e in linea generale, il Collegio reputa di condividere l'asserzione dell'Autorità, secondo cui la morosità dell'utenza rientra ordinariamente fra il rischio di impresa dell'operatore, che ha l'onere di attivarsi, con tutti i mezzi offerti dall'ordinamento, per il recupero anche coattivo del proprio credito. È innegabile, quindi, che la valorizzazione delle morosità quale costo da collocare in tariffa non possa ridursi a una sorta di rimborso automatico delle morosità stesse, che non costituirebbe un incentivo al recupero del credito e porrebbe, in definitiva, a carico degli utenti "virtuosi", le morosità. Tuttavia, qualora tutti gli strumenti legali di recupero siano stati esperiti senza successo e il credito appaia ormai, di fatto, come concretamente non esigibile, non appaiono sussistere ostacoli di ordine logico o sistematico per il riconoscimento di tali perdite (tale, infatti, deve qualificarsi ormai il credito), quali costi del servizio, da computarsi in tariffa».

È stata, invece, ritenuta legittima dal TAR Lombardia la scelta dell'Autorità di non riconoscere oneri finanziari sulla quota del FoNI costituita da contribuzioni a fondo perduto: «[...] atteso che nessun costo è stato sostenuto dal gestore per l'acquisto o la realizzazione dell'immobilizzazione, non avendo questi utilizzato né capitale proprio né di debito» (sentenze nn. 2564/2014 e 974/2014).

7.

Tutela dei consumatori
ed efficienza energetica
negli usi finali

intersettoriale

Tutela dei consumatori

Gli interventi attuati relativi all'attività di vendita al dettaglio dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale possono suddividersi in interventi rivolti specificamente alla regolazione dei regimi di tutela e in interventi destinati, più in generale, a migliorare il corretto funzionamento dei meccanismi del mercato, al fine di promuoverne la concorrenza.

Con specifico riguardo alla regolazione dei regimi di tutela, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto, oltre a effettuare gli aggiornamenti periodici, ad aggiornare i livelli dei corrispettivi relativi alla commercializzazione al dettaglio (RCV per il settore elettrico e QVD per il settore del gas naturale).

Inoltre, nel settore del gas naturale, sono state definite le modalità di determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento della materia prima ($C_{MEM,t}$ e CCR) per il successivo anno termico. Al contempo, in merito ai servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale, sono stati indicati i criteri per la selezione dei fornitori dei suddetti servizi, integrandone la relativa disciplina.

Riguardo al settore dell'energia elettrica, sono stati invece definiti i parametri rilevanti ai fini del riconoscimento degli oneri della morosità nel caso di clienti non disalimentabili serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia.

Per quanto concerne gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio, particolare rilievo ha, per entrambi i settori, la chiusura del procedimento relativo alla riforma della trasparenza dei documenti di fatturazione (Bolletta 2.0).

Sono stati, inoltre, effettuati interventi in tema di Codice di condotta commerciale, nonché specifici approfondimenti volti a definire opportune misure legate alla morosità dei clienti finali. Infine, sono stati effettuati 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 specifiche situazioni di singoli operatori.

Mercato elettrico

Mercato elettrico: servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia

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 legge 3 agosto 2007, n. 125, che, a far data dall'1 luglio 2007, ha previsto l'istituzione:

- del servizio di maggior tutela, cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro che non scelgano un fornitore sul mercato libero; per questi clienti il servizio è erogato dall'esercente la maggior tutela e la funzione di approvvigionamento continua a essere svolta dall'Acquirente unico¹;
- 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; l'esercente di tale servizio è individuato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali.

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 riguarda le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia, esse sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

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 2014, con la delibera 27 marzo 2014, 136/2014/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2014, con la delibera 26 giugno 2014, 312/2014/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2014, con la delibera 25 settembre 2014, 459/2014/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2015, con la delibera 29 dicembre 2014, 671/2014/R/eel.

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 29 dicembre 2014, 670/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato – a partire dall'1 gennaio 2015 – i livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela RCV, RCVI e DISP_{BT} e del corrispettivo PCV applicato ai clienti non domestici forniti in regime di maggior tutela. Tale aggiornamento ha riguardato il riconoscimento degli oneri relativi alla morosità dei clienti finali, coerentemente con la metodologia implementata, a decorrere dall'anno 2013, dalla delibera 28 dicembre 2012, 583/2012/R/eel. In ragione della suddetta metodologia, la delibera 27 dicembre 2013, 637/2013/R/eel, ha aggiornato i livelli dei corrispettivi relativi alla commercializzazione al dettaglio a decorrere dall'1 gennaio 2014, e ha, tra l'altro, previsto un successivo aggiornamento per l'anno 2015, da effettuare entro il 31 dicembre 2014 (cfr. *Relazione Annuale* 2014).

Nell'ambito del procedimento volto all'aggiornamento delle componenti relative alla commercializzazione al dettaglio per l'anno 2015, l'Autorità, con il documento per la consultazione 20 novembre 2014, 576/2014/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti per la copertura efficiente dei costi associati alla morosità e ai prelievi fraudolenti. Il provvedimento ha considerato le segnalazioni inviate da alcuni esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni, in merito agli elementi che concorrono a determinare il livello di morosità e che, secondo le suddette segnalazioni, non sarebbero correttamente tenuti in considerazione nell'attuale meccanismo di riconoscimento, nonché le modalità di riconoscimento di altre voci relative ai costi di commercializzazione.

¹ La legge n. 125/07 stabilisce che l'esercente la maggior tutela sia un'apposita società di vendita, negli ambiti territoriali in cui l'impresa distributrice alimenta almeno 100.000 clienti finali, ovvero la medesima impresa distributrice negli altri casi.

Il citato documento ha, in particolare, definito una modalità di riconoscimento degli oneri della morosità degli esercenti la maggior tutela coerente con la metodologia precedente, ma ha altresì previsto l'introduzione di uno specifico meccanismo di compensazione, al fine di considerare l'esistenza di fattori esogeni che, in alcune circostanze particolari, possono condizionare il fenomeno della morosità, fattori che dovranno essere approfonditi con l'ausilio dei dati e delle informazioni che saranno messe a disposizione dagli esercenti medesimi. Gli orientamenti prospettati nel citato documento prevedono che tale meccanismo sia attivabile su richiesta dell'esercente e che trovi già applicazione, con riferimento all'anno 2014, nei casi in cui il valore di *unpaid ratio* dichiarato dall'esercente (per tipologia di cliente e/o zona geografica) - vale a dire del tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un periodo temporale di 24 mesi - sia superiore di almeno il 5% a quello considerato per la determinazione della componente RCV dell'anno oggetto di compensazione e siano state messe in atto, da parte dell'esercente che presenta istanza di partecipazione al suddetto meccanismo, azioni di gestione e di recupero del credito ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso, nonché siano state condotte procedure efficienti di gestione del credito.

In relazione ai prelievi fraudolenti, l'Autorità, nel suddetto documento, ha definito la procedura tesa ad affinare il meccanismo transitorio di riconoscimento di questi oneri sulla base dei valori dell'*unpaid ratio*, così come dichiarati dai singoli esercenti. A tal fine, sono stati indicati specifici obblighi di rendicontazione sia per ciascun esercente la maggior tutela che partecipa al meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti, sia per le imprese di distribuzione che evidenziano l'esistenza dei suddetti prelievi fraudolenti.

Infine, nel mese di luglio 2014 l'Autorità ha effettuato un'apposita richiesta di dati relativi ai valori di *unpaid ratio* degli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni. Gli esiti delle informazioni pervenute, che non tengono conto dei prelievi fraudolenti, oggetto di separata indicazione all'interno della medesima richiesta di dati, hanno evidenziato che:

- trova conferma l'esistenza di differenziazioni del valore dell'*unpaid ratio* sia a livello territoriale, sia per tipologia di clienti;
- a livello nazionale l'*unpaid ratio* a 24 mesi è pari a 1,36%, con un incremento di circa 0,07 punti percentuali rispetto al livello

rilevato in base ai dati raccolti per la determinazione relativa all'anno 2014, al netto dei prelievi fraudolenti;

- la suddetta variazione risulta principalmente riconducibile ai clienti domestici, mentre per i clienti non domestici la misura dell'incremento risulta decisamente più contenuta, seppur il livello rilevato per i clienti non domestici si mantenga molto più elevato.

In ragione degli esiti della raccolta di informazioni, la delibera 670/2014/R/eel:

- ha ridefinito i livelli delle componenti relative alla commercializzazione al dettaglio;
- ha introdotto un meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali da applicare agli esercenti per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid ratio* effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo delle componenti di commercializzazione al dettaglio;
- ha introdotto un meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali.

Relativamente alla revisione dei livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio, l'Autorità ha previsto di mantenere la differenziazione dei livelli delle componenti RCV e RCV_i, sia per le diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela, sia in base ai diversi ambiti territoriali attualmente previsti dal TIV (Centro-Nord e Centro-Sud), affinando la metodologia di calcolo adottata in passato. In particolare, il livello di *unpaid ratio* di ciascuna zona è stato determinato considerando le informazioni relative agli esercenti la maggior tutela più efficienti e assegnando agli altri esercenti la maggior tutela un valore definito in maniera prudenziale, in linea con il massimo valore rilevato presso gli operatori efficienti nella medesima zona geografica in cui l'esercente opera.

Per quanto riguarda il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità, l'Autorità ha previsto che tale meccanismo sia applicato agli esercenti per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid ratio* effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo delle componenti di commercializzazione al dettaglio, anche relativamente all'anno 2014, purché tali esercenti abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti.

Infine, il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali risulta basato sui valori dell'*unpaid ratio* specificatamente relativi al fenomeno in questione, purché gli esercenti abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti.

In considerazione degli aggiornamenti dei livelli delle componenti RCV e RCV_i sopra evidenziati, l'Autorità ha inoltre:

- rivisto il livello del corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici, in modo da mantenere il corretto segnale di prezzo per tali clienti, in considerazione dell'impatto della morosità dei medesimi anche nel mercato libero;
- modificato il livello della componente DISP_{BT} applicata ai clienti finali aventi diritto, anche tenuto conto dell'introduzione dei meccanismi di compensazione sopra delineati.

Infine, con la delibera 670/2014/R/eel è stato avviato uno specifico procedimento di revisione delle modalità per la determinazione dei costi riconosciuti agli esercenti la maggior tutela a mezzo delle componenti RCV e RCV_i, anche al fine di analizzare i fattori che maggiormente incidono sul livello della morosità e l'impatto che tali fattori possono avere sui singoli esercenti, nonché gli ulteriori costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela e le determinanti dei medesimi (quali, per esempio, la diversa dimensione aziendale e, quindi, la presenza o meno di economie di scala). In tale procedimento è previsto che siano riviste anche le modalità per la determinazione del corrispettivo PCV applicato ai clienti in maggior tutela a copertura dei costi di commercializzazione sulla base dei costi sostenuti da un venditore efficiente operante nel mercato libero.

Servizio di salvaguardia: oneri non recuperabili per morosità dei clienti non disalimentabili

Con la delibera 20 novembre 2014, 573/2014/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri rilevanti per la determinazione degli importi relativi al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili degli esercenti la salvaguardia, inerenti ai clienti finali non disalimentabili, per i quali l'esercente la salvaguardia è obbligato a

proseguire la fornitura, anche a fronte del mancato pagamento delle fatture (meccanismo di reintegrazione), per gli esercizi 2011-2013. Tale meccanismo si inquadra nel contesto normativo e regolatorio del servizio di salvaguardia (cfr. *Relazione Annuale 2014*).

Con riferimento agli esercizi 2011-2013², l'istanza di partecipazione al meccanismo di reintegrazione, corredata da una relazione della società di revisione legale contenente un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto a quanto dichiarato nei conti annuali separati di cui al *Testo integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile – Unbundling (TIU)*, doveva essere presentata entro il 30 novembre 2014, mentre la quantificazione e il versamento degli ammontari da riconoscere a ciascun esercente partecipante da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) erano previsti entro il 31 gennaio 2015. Riguardo al riconoscimento degli oneri ammessi al meccanismo di reintegrazione, la delibera 573/2014/R/eel stabilisce, relativamente agli esercizi 2011-13:

- la definizione dei livelli dei parametri Ω_1 con riferimento a ciascun esercente la salvaguardia del periodo considerato (Enel Energia, Hera ed Exergia);
- la verifica delle condizioni necessarie per valutare l'applicazione o meno di premi/penalità.

Il livello dei parametri Ω_1 è stato fissato, con riferimento a ciascun esercente la salvaguardia, sulla base dei costi di commercializzazione sostenuti. A tale fine sono stati presi in considerazione i dati dichiarati dagli operatori nell'ambito del TIU, nonché quelli forniti attraverso specifiche richieste dati da parte degli Uffici. Il parametro Ω_1 , in coerenza con le modalità di definizione già stabilite, è determinato considerando i costi relativi alla gestione dei clienti finali, ivi inclusa la quota inerente ai costi di sbilanciamento sostenuti, nonché l'equa remunerazione del capitale investito netto ed escludendo sia i costi relativi alla gestione del rischio creditizio dei clienti finali non disalimentabili, sia le voci relative alla copertura del rischio creditizio dei clienti disalimentabili. Nell'istruttoria propedeutica alla quantificazione dei parametri Ω_1 , è stata anche effettuata la verifica dell'attendibilità e della veridicità dei dati comunicati dagli operatori attraverso un loro confronto con i

² L'anno 2011 viene considerato, in ragione della precedente quantificazione, a titolo di acconto.

conti annuali separati di cui al TIU, in quanto un esito positivo di dette verifiche costituisce condizione necessaria per la partecipazione al meccanismo di reintegrazione. Dalle suddette verifiche sono emerse criticità con riferimento ad alcuni esercenti la salvaguardia e, conseguentemente, nella delibera 573/2014/R/eel, sono stati definiti, per tali esercenti, specifici criteri di riconoscimento e specifiche tempistiche di partecipazione al meccanismo.

La citata delibera ha, infine, apportato alcune modifiche al meccanismo di reintegrazione, in ragione delle istanze presentate da Enel Energia in tema di modalità di determinazione dell'energia non pagata riferita agli oneri di cessione del credito, utilizzata

per riconoscere il parametro Ω_1 in luogo del parametro Ω medio associato all'esercente, qualora quest'ultimo parametro risulti superiore al primo.

Anche con riferimento agli oneri di cessione sostenuti successivamente alla presentazione delle istanze di partecipazione relative alla prima applicazione del meccanismo di reintegrazione, le modalità di quantificazione sono state modificate e rese omogenee con le previsioni della delibera 17 ottobre 2013, 456/2013/R/eel, stabilendo che l'energia relativa agli oneri di cessione deve corrispondere alla quota di energia elettrica implicita degli importi oggetto di sconto sui crediti ceduti.

Mercato del gas

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)*, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare 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, nonché, con cadenza annuale, 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 2014, con la delibera 27 marzo 2014, 134/2014/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2014, con la delibera 26 giugno 2014, 313/2014/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2014, con la delibera 25 settembre 2014, 460/2014/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2015, con la delibera 29 dicembre 2014, 672/2014/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si veda il Capitolo 3 del Vol. I.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

Con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2014 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 gennaio 2014, 24/2014/R/gas, al fine di illustrare le modalità di determinazione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso ($C_{MEM,t}$) e delle attività connesse (CCR) a decorrere dall'anno termico 2014-2015.

In particolare, l'Autorità ha proposto che, in merito all'anno termico 2014-2015, venga mantenuto l'attuale riferimento alle quotazioni rilevate presso l'*hub* TTF e ha anche identificato, rispetto ai prodotti a termine negoziati sul mercato MT-GAS, gli indicatori rilevanti e i corrispondenti valori soglia, per consentire alla stessa Autorità di valutare la presenza delle condizioni di liquidità necessarie per l'utilizzo delle quotazioni che si formeranno in tale mercato, ai fini della determinazione della componente C_{MEM} .

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, sono stati indicati gli orientamenti in merito all'aggiornamento della medesima

componente per l'anno termico 2014-2015, considerando che la componente CCR sia aggiornata entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento all'anno termico successivo.

In seguito, con le delibere 6 marzo 2014, 95/2014/R/gas, e 3 aprile 2014, 162/2014/R/gas, l'Autorità è intervenuta per definire le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno termico 2014-2015, con specifico riferimento alle componenti $C_{MEM,t}$, GRAD e CCR. In particolare, l'Autorità ha provveduto a:

- confermare per l'anno termico 2014-2015 una modalità di calcolo in linea con quella attualmente in uso, riferita alle quotazioni *forward* trimestrali rilevate presso l'*hub* TTF, prevedendo che le modalità di calcolo per gli anni termici successivi fossero definite con successivo provvedimento;
- individuare come fonte delle quotazioni *forward* trimestrali OTC, rilevate con riferimento all'*hub* TTF da utilizzare per la quantificazione della componente $C_{MEM,t}$, l'agenzia di rilevazione dei prezzi ICIS-Heren, tenendo conto sia delle indicazioni ricevute in sede di consultazione, sia degli specifici approfondimenti svolti dagli Uffici dell'Autorità circa l'adozione, da parte delle principali agenzie di rilevazione dei prezzi OTC del gas in Europa, di una serie di misure per aumentare la trasparenza delle metodologie di valutazione da loro utilizzate, nonché per migliorare la *governance* e i controlli sul processo di produzione dei valori di riferimento;
- confermare, in relazione alla componente GRAD, gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 24/2014/R/gas, prevedendo un livello della suddetta componente a copertura della gradualità pari, per l'anno termico 2014-2015, al livello previsto per l'anno termico precedente, e stabilendo al contempo che essa trovi applicazione anche nell'anno termico 2016-2017 in misura pari a 0,75 c€/S(m³);
- definire, relativamente alla componente CCR, il livello degli elementi della suddetta componente per l'anno termico 2014-2015, fissando, con riferimento al rischio profilo e al rischio eventi climatici invernali, il livello a partire dall'esito delle aste per l'assegnazione dello stoccaggio per il servizio di punta con iniezione stagionale per l'anno termico 2014-2015; tali aste hanno avuto luogo nel mese di marzo 2014.

Infine, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas, nel quale ha illustrato gli orientamenti

per la definizione delle modalità di calcolo delle componenti $C_{MEM,t}$ e CCR, a decorrere dall'anno termico 2015-2016.

Con riferimento alla componente $C_{MEM,t}$, l'Autorità, pur riconoscendo un significativo sviluppo delle negoziazioni OTC di contratti a termine con consegna al Punto di scambio virtuale (PSV), ritiene che sia prematuro determinare detta componente sulle base delle quotazioni rilevate con riferimento a tali negoziazioni. Infatti, se, da un lato, il livello di liquidità complessivo dei prodotti con consegna entro l'anno è sicuramente buono se confrontato con i volumi destinati al servizio di tutela, dall'altro, non lo è ancora per i singoli trimestri dell'anno. Inoltre, in assenza di informazioni precise sul grado di concentrazione del mercato nazionale OTC, è anche difficile valutare l'esposizione del *benchmark* di prezzo al rischio di manipolazione del prezzo da parte degli operatori.

Pertanto, in considerazione delle suddette valutazioni, l'Autorità intende prevedere, per l'anno termico 2015-2016, che la componente $C_{MEM,t}$ resti definita in base alla vigente formula di aggiornamento, la quale ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e, come contratto di riferimento, il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento.

Poiché l'Autorità intende perseguire l'obiettivo di creare le condizioni per lo sviluppo delle negoziazioni a termine nel nostro Paese, per gli anni termici successivi al 2015-2016, si è ritenuto opportuno definire una *Roadmap*, che consenta di modificare il riferimento di mercato con il passaggio dai prezzi olandesi ai prezzi italiani.

Tale *Roadmap* prevede una verifica annuale del grado di liquidità e di concentrazione del mercato nazionale, considerando sia le negoziazioni a termine sul mercato OTC, sia le negoziazioni condotte in un mercato organizzato, che nel frattempo si è sviluppato accanto al primo, al fine di valutare la sussistenza delle condizioni che consentono il passaggio a quotazioni nazionali.

In merito alla determinazione della componente CCR a copertura delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio, l'Autorità ha confermato l'approccio di determinazione già adottato, introducendo alcuni affinamenti della metodologia relativa alla quantificazione dei diversi elementi di rischio (rischio profilo, rischio eventi climatici invernali, rischio livello, rischio di bilanciamento, rischio *pro die*).

La delibera 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas, ha confermato quanto proposto in sede di consultazione mantenendo, anche per l'anno termico 2015-2016, il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF per la componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso.

Per quanto riguarda gli anni termici successivi al 2015-2016, ha invece rinviato a un successivo provvedimento la definizione delle modalità puntuali per la valutazione della sussistenza delle condizioni atte a consentire il passaggio alle quotazioni nazionali, anche in considerazione del più ampio processo normativo e regolatorio in corso, finalizzato alla progressiva revisione delle tutele di prezzo. Il medesimo provvedimento ha anche disposto, in recepimento di quanto previsto dalla delibera 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas, il trasferimento di alcuni dei corrispettivi attualmente applicati ai volumi immessi nella rete di trasporto ai volumi prelevati, ossia ai volumi a valle del PSV.

Infine, per quanto riguarda la determinazione della CCR per l'anno termico 2015-2016, la citata delibera ha confermato, in continuità con la metodologia utilizzata per l'anno termico 2014-2015, la valorizzazione proposta nel documento per la consultazione per quanto riguarda le partite relative all'attività di vendita all'ingrosso, comprensive di un'equa remunerazione e dei rischi profilo, eventi climatici invernali e *pro die*. A valle della consultazione sono stati invece adeguati 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, infine, ha confermato, in maniera analoga a quanto previsto per l'anno termico 2014-2015, la modalità di adeguamento dei rischi profilo ed eventi climatici invernali in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Con la delibera 7 novembre 2014, 549/2014/R/gas, l'Autorità ha aggiornato gli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo termine, disciplinato con la delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas, confermando i valori calcolati nel 2013. A seguito di tale decisione, la CCSE ha dato inizio alle prime erogazioni a favore delle imprese ammesse nella misura massima del 40% degli importi spettanti.

Alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia avverso la delibera 549/2014/R/gas, così come per le precedenti delibere 447/2013/R/gas e 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas, limitatamente alla parte sul meccanismo di promozione della rinegoziazione.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 25 settembre 2014, 462/2014/R/gas, l'Autorità ha aggiornato i valori della componente di commercializzazione al

dettaglio (QVD), per quanto riguarda il riconoscimento dei costi connessi alla morosità dei clienti finali, stabilendo che i nuovi valori della componente QVD fossero aggiornati con effetto dall'1 gennaio 2015. In particolare, la citata delibera:

- ha confermato l'individuazione di un valore di *unpaid ratio* - vale a dire il tasso di mancato incasso delle fatture emesse nei confronti dei clienti finali - unico a livello nazionale e non differenziato per tipologia di cliente avente diritto al servizio di tutela;
- ha fissato il livello dei costi riconosciuti per la morosità dei clienti finali con una metodologia coerente con quanto già previsto dalla delibera 196/2013/R/gas, attraverso l'applicazione al fatturato del livello riconosciuto di *unpaid ratio* a 24 mesi;
- ha quantificato il livello di *unpaid ratio*, riconosciuto sulla base dei dati rilevati e comunicati dagli esercenti la vendita di grandi dimensioni relativamente a tutti i clienti aventi diritto al servizio di tutela, ed escludendo dalla suddetta quantificazione gli operatori che presentano livelli particolarmente bassi, nonché attribuendo agli operatori che presentano livelli particolarmente elevati valori in linea con quelli rilevati per operatori loro simili in termini di dimensione operativa;
- ha modificato le vigenti modalità di attribuzione dei costi connessi alla morosità dei clienti finali, stabilendo che tali voci trovino copertura mediante la quota variabile della componente QVD e non già, come in precedenza, mediante la quota fissa di detta componente.

Relativamente alla modifica delle modalità di attribuzione dei costi connessi alla morosità dei clienti finali, con la delibera 462/2014/R/gas, l'Autorità ha altresì previsto che, al fine di mantenere comunque le garanzie partecipative degli operatori interessati, i suddetti operatori avessero la facoltà di trasmettere alla stessa Autorità eventuali osservazioni e proposte in merito alla nuova articolazione della componente QVD; in più che l'Autorità, sulla base delle osservazioni e delle proposte acquisite avrebbe modificato o revocato la decisione relativa alla nuova articolazione della componente QVD, eventualmente rettificando la tabella di cui all'art. 1 della citata delibera.

Con la delibera 7 novembre 2014, 550/2014/R/gas, l'Autorità è nuovamente intervenuta sul tema, prevedendo di:

- modificare il valore della componente QVD, al fine di tenere in considerazione le osservazioni pervenute sulla nuova articolazione, mantenendo la previsione che i costi connessi alla morosità dei clienti finali trovino copertura mediante la quota fissa della componente QVD, in coerenza con quanto disposto dalla delibera 196/2013/R/gas, e, conseguentemente, di rinviare a successivi specifici approfondimenti circa la modifica dell'attuale articolazione della componente QVD;
- avviare un procedimento per l'aggiornamento della componente QVD a decorrere dall'anno termico 2015-2016, stabilendo che siano altresì acquisiti elementi di dettaglio sull'impatto di una diversa articolazione della suddetta componente;
- confermare che i livelli della componente QVD siano aggiornati con effetto dall'1 gennaio 2015, in considerazione dei limitati impatti che tale modifica potrebbe avere sulle iniziative commerciali degli operatori, poiché non viene modificata l'articolazione della componente QVD;
- confermare la metodologia utilizzata per la definizione di un livello di *unpaid ratio* riconosciuto con l'attribuzione, agli operatori che presentano livelli molto elevati, di valori in linea con quelli rilevati per operatori loro simili per dimensione operativa;
- prevedere di aumentare il livello dell'*unpaid ratio* riconosciuto, fissandolo all'1,99% (in luogo dell'1,89% stabilito con la delibera 462/2014/R/gas), al fine di considerare l'impatto di potenziali elementi esogeni. Tale livello si determina considerando una revisione del livello di *unpaid ratio* nei casi in cui si riscontri una distribuzione rilevante dei clienti serviti in aree aventi caratteristiche specifiche (per esempio, concentrazione dei clienti in aree urbane che potrebbero evidenziare fattori esogeni come una maggiore presenza di contatori non accessibili).

Servizi di ultima istanza: servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default

Nel settore del gas naturale, relativamente ai clienti finali connessi alla rete di distribuzione, sono previsti due specifici servizi di ultima

istanza: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* FD_D).

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 di *default* 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 di clienti sopra richiamate⁴. Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce, infatti, che il distributore territorialmente competente deve garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza delle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*.

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. La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

Le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal TIVG. Nello specifico, sono disciplinate le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale. Inoltre, sono definite le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti. Infine, sono stabiliti specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D, ai clienti morosi.

³ Tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁴ L'attivazione del servizio di *default* è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

Servizio di ultima istanza: individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione

Nel corso del mese di settembre 2014 si sono svolte le procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei FUI e dei FD_D, al fine di permettere l'erogazione dei servizi a partire dall'1 ottobre 2014 per due anni.

Relativamente al servizio FUI, il decreto ministeriale 31 luglio 2014 ha previsto che l'Autorità continui a provvedere, ai fini della selezione e dell'operatività dei FUI:

- all'individuazione delle aree geografiche di svolgimento del servizio FUI sulla base degli ambiti territoriali minimi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 gennaio 2011;
- all'emanazione degli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione, tramite procedura concorsuale a evidenza pubblica, dei FUI, stabilendo che il parametro di offerta da parte dei soggetti partecipanti alla procedura (parametro di offerta ι) sia definito rispetto alla variazione della parte variabile della componente di commercializzazione al dettaglio (QVD) di cui all'art. 7 del TIVG;
- all'individuazione delle modalità tecniche e operative per la fornitura del servizio di ultima istanza, disciplinando tra l'altro le modalità di subentro del FUI nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale dell'esercente la vendita uscente, nonché le garanzie finanziarie che devono essere prestate dai FUI individuati;
- alla definizione degli opportuni meccanismi per incentivare l'uscita dei clienti finali dal servizio di ultima istanza, eventualmente differenziati per tipologia di clienti finali e per modalità di accesso al servizio⁵, prevedendo che, dopo un periodo transitorio, la fornitura di gas naturale avvenga in base ai costi effettivi del servizio reso.

La principale differenza rispetto al passato riguarda l'allungamento della durata del servizio, da parte dei soggetti individuati tramite le procedure, a due anni termici (2014-2015 e 2015-2016). Tale scelta garantisce una maggiore stabilità del servizio, aumentando

l'efficienza della gestione del credito per i clienti serviti e minimizzando i potenziali oneri amministrativi relativi alle procedure e al passaggio tra il vecchio e il nuovo fornitore.

In merito alla selezione degli FD_D, l'art. 39 del TIVG definisce i criteri applicabili alle procedure a evidenza pubblica stabilendo: che sia, anche in questo caso, l'Acquirente unico a effettuare le sopramenzionate procedure a evidenza pubblica; che i soggetti partecipanti alle suddette procedure debbano possedere specifici requisiti di professionalità e affidabilità patrimoniale come definiti dall'Autorità; che la selezione possa avvenire anche attraverso una differenziazione del territorio in aree di prelievo appositamente individuate e che, in prima applicazione, il periodo di erogazione della fornitura del servizio di *default* sia pari all'anno termico 2013-2014; infine, che i soggetti partecipanti effettuino offerte in termini di variazione di prezzo della componente variabile relativa alla commercializzazione al dettaglio (QVD).

Rispetto al quadro sopra delineato, con la delibera 7 agosto 2014, 418/2014/R/gas, sono stati definiti i criteri e indicati gli indirizzi all'Acquirente unico per lo svolgimento della selezione dei FUI e dei FD_D, prevedendo tempistiche tra loro omogenee, in modo che la selezione dei FUI avvenisse prima della selezione degli FD_D.

Per quanto riguarda i criteri per la selezione dei FUI, sono state definite le aree geografiche di prelievo, aumentandone il numero da sette a otto, con l'ipotesi di ottenere aree omogenee in termini di numerosità dei punti complessivi di ciascuna area (punti che potenzialmente potrebbero avere diritto al servizio FUI), di numero dei distributori cui potenzialmente il FUI è tenuto a interfacciarsi e di ambito tariffario (del servizio di distribuzione) applicato. Sono stati, inoltre, confermati i requisiti di ammissione alle procedure, inserendo una modifica (coerente con quanto previsto nell'ambito delle modalità di selezione del servizio di salvaguardia) per tenere adeguatamente conto delle specifiche previsioni circa le situazioni di concordato preventivo con continuità aziendale, nonché la previsione della possibilità, per il soggetto selezionato, di erogare il servizio fino al raggiungimento di un volume complessivo indicato dallo stesso istante. Infine, in tema di garanzie, sono stati definiti i livelli delle garanzie da versare, senza disporre versamenti incrementali per volumi offerti superiori al volume minimo consentito. Sono

⁵ Il decreto prevede, infatti, condizioni più incentivanti in termini di prezzo della fornitura per i clienti che non rientrano nell'ambito del servizio di tutela di cui al TIVG (clienti non domestici).

state invece modificate le forme di garanzie ammesse, stabilendo che tutti gli operatori, anche nel caso in cui siano società con *rating* creditizio fornito da primari organismi internazionali, versino alla CCSE l'ammontare delle garanzie, poiché il *rating* non costituisce per sua natura lo strumento adeguato per la copertura del rischio relativo alla suddetta garanzia e l'ammontare risulta di dimensioni relativamente contenute. È stato, infine, previsto un tetto massimo all'ammontare delle garanzie da versare, commisurato alla garanzia prevista per l'assegnazione di tre aree di prelievo.

Relativamente alla selezione dei FD_D , i criteri risultano coerenti con quanto previsto per la selezione dei FUI . In particolare, è prevista una disaggregazione del territorio che determina le medesime aree geografiche di prelievo stabilite per il FUI e sono richiesti i medesimi requisiti di ammissione alle procedure definite per il FUI , nonché le medesime modalità di quantificazione delle garanzie e forme di garanzie ammesse. Inoltre, anche la durata della fornitura del servizio di *default* da parte del soggetto selezionato è stata adeguata alle previsioni di durata del FUI , portandola al periodo compreso tra l'1 ottobre 2014 e il 30 settembre 2016. Nell'ambito delle procedure di selezione del FD_D , non è invece previsto un limite di volume che il soggetto selezionato si impegna a erogare.

Con la delibera 418/2014/R/gas sono state altresì effettuate delle modifiche al TIVG, sia per gli adattamenti necessari all'evoluzione del contesto normativo e regolatorio, sia per effettuare alcune modifiche al meccanismo di copertura degli oneri relativi alla morosità previsti per il FUI e per il FD_D , oltre che per garantire una maggiore omogeneità dei due servizi di ultima istanza.

Per quanto riguarda il primo aspetto, è stato rivisto il livello del corrispettivo INA_{UJ} applicato alle utenze di servizio pubblico servite nel FUI e ai clienti morosi del servizio di *default*, in ragione del fatto che tale parametro costituisce una sorta di anticipo rispetto al

riconoscimento degli oneri di morosità. Infatti, sulla base delle informazioni, è risultato che il livello precedente di tale corrispettivo era troppo basso se posto a confronto con l'entità degli oneri sostenuti per la morosità.

Inoltre, al fine di garantire una maggiore trasparenza anche per l'erogazione del servizio di *default*, nei casi in cui la procedura concorsuale non consenta di individuare un FD_D , ovvero nei casi di mancato assolvimento del servizio da parte del FD_D , è l'impresa di distribuzione a effettuare la fornitura del servizio di *default* alle condizioni di erogazione già previste dal TIVG per il FD_D . I meccanismi di perequazione e remunerazione dell'impresa di distribuzione per la completa erogazione del servizio saranno definiti con successivo provvedimento.

Relativamente al meccanismo di reintegrazione degli oneri per morosità per entrambi i servizi di ultima istanza, sono state definite specifiche modifiche per incentivare ulteriormente la gestione efficiente del credito e per minimizzare il livello degli oneri da socializzare. Si è stabilito che i crediti ammessi, relativi alle fatture emesse dopo otto mesi di erogazione della fornitura cui si riferiscono, siano ridotti di una percentuale che rispecchi la potenziale maggiore morosità derivante dalla ritardata fatturazione.

Infine, la medesima delibera 418/2014/R/gas ha previsto marginali modifiche al *Testo integrato morosità gas* (TIMG), che hanno impatto anche sui soggetti che erogano i servizi di ultima istanza.

L'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato sia gli esiti della procedura di individuazione dei FUI per gli anni termici 2014-2015 e 2015-2016, sia gli esiti della procedura di individuazione dei FD_D per gli anni termici 2014-2015 e 2015-2016.

La tavola 7.1 mostra, per ciascuna macroarea, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_D .

TAV. 7.1

Fornitori di ultima istanza e fornitori del servizio di default individuati per gli anni termici 2014-2015 e 2015-2016

AREA GEOGRAFICA	FUI	
	OPERATORE	QUANTITÀ Mln m ³ PARAMETRO OFFERTA c€/S(m ³)
Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria	1. Eni	120 2,8
	2. Enel Energia	120 3
Lombardia	1. Enel Energia	120 2,5
	2. Eni	120 4,7
Trentino Alto Adige, Veneto	1. Enel Energia	120 2,0
	2. Eni	120 2,8
Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna	1. Enel Energia	120 2,5
	2. Eni	120 3,8
Toscana, Umbria, Marche	1. Enel Energia	120 4,0
	2. Eni	120 6,9
Abruzzo, Molise, Basilicata, Puglia	1. Enel Energia	120 4,5
	2. Eni	120 4,8
Lazio, Campania	1. Enel Energia	120 6,5
	2. Eni	120 10,4
Calabria, Sicilia	1. Enel Energia	120 7,0
	2. Eni	120 9,5

AREA GEOGRAFICA	FD ₀	
	OPERATORE	PARAMETRO OFFERTA c€/S(m ³)
Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria	1. Enel Energia	60,0
Lombardia	1. Enel Energia	60,0
Trentino Alto Adige, Veneto	1. Enel Energia	60,0
Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna	1. Hera Comm	21,47
	2. Enel Energia	60,0
Toscana, Umbria, Marche	1. Hera Comm	47,13
	2. Enel Energia	60,0
Abruzzo, Molise, Basilicata, Puglia	1. Enel Energia	60,0
Lazio, Campania	1. Enel Energia	60,0
Calabria, Sicilia	1. Enel Energia	60,0

Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

Servizio di ultima istanza: completamento della disciplina del servizio di default

La disciplina del servizio di *default* di cui al TIVG, in ragione dell'articolazione del servizio in specifiche attività e della responsabilità dell'impresa di distribuzione delle attività funzionali sia alla tempestiva disalimentazione fisica del punto, sia alla corretta imputazione dei prelievi effettuati dal cliente finale ai fini dell'attività di

allocazione, definisce obblighi in capo a ciascuna impresa nei casi dei servizi di ultima istanza. Oltre agli obblighi di comunicazione al FUI e al FD₀, nonché al dettaglio delle informazioni da mettere a disposizione dei medesimi soggetti, è altresì previsto che, qualora l'attivazione del servizio di *default* sia avvenuta per morosità del cliente finale, ovvero dopo cinque mesi negli altri casi, la medesima impresa debba porre in essere tutte le azioni necessarie per la disalimentazione fisica del punto di riconsegna e, qualora essa

non si realizzi, debba intraprendere le iniziative giudiziarie finalizzate a ottenere l'esecuzione forzata della predetta disalimentazione. Inoltre, allorché l'impresa di distribuzione non porti a esito la disalimentazione fisica del punto di riconsegna nei termini sopra indicati, l'art. 43 del TIVG prevede che l'impresa di distribuzione debba versare alla CCSE:

- per il primo anno di attuazione della disciplina (dal mese di giugno 2013), un ammontare equivalente ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, di misura e della relativa commercializzazione di cui all'art. 10 del TIVG, con riferimento al punto di riconsegna cui è erogato il servizio di *default*;
- successivamente, l'ammontare è incrementato del valore relativo all'approvvigionamento del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di *default*, che non sono stati disalimentati.

Con la delibera 29 maggio 2014, 246/2014/R/gas, sono state definite le modalità di quantificazione del valore relativo all'approvvigionamento del gas naturale da utilizzare ai fini dei versamenti da parte dell'impresa di distribuzione, come disposto dall'art. 43 del TIVG. In particolare, il valore relativo all'approvvigionamento del gas naturale è stato quantificato considerando un valore allineato ai prezzi che si formano nel mercato del gas naturale in Italia. A tale fine, secondo una logica coerente con le modalità di valorizzazione utilizzate per la componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, la valorizzazione del gas naturale erogato a un punto di riconsegna, a seguito della mancata disalimentazione fisica, è stata definita considerando sia la componente relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima C_{MEM} , sia la componente relativa al servizio di trasporto, per tenere conto dei costi di trasporto dal PSV alla cabina REMI (cabina di trasformazione da cui si dirama la rete di trasporto del gas fino ai singoli punti di riconsegna).

Infine, con la delibera 246/2014/R/gas, è stato chiarito il termine dopo il quale scatta l'obbligo di versamento da parte dell'impresa di distribuzione alla CCSE.

Con la delibera 26 giugno 2014, 315/2014/R/gas, l'Autorità è intervenuta per prevedere specifiche disposizioni in tema di erogazione del servizio di *default* di distribuzione e della relativa remunerazione

per il periodo compreso tra l'1 febbraio e il 31 maggio 2013, con riferimento ai punti di riconsegna in cui:

- pur dovendo trovare applicazione il servizio di *default*, l'impresa di distribuzione non ha provveduto agli adempimenti a tal fine previsti (*default* tardivo);
- il servizio di *default* è stato al tempo erogato (*default* progressivo).

Sono stati, altresì, indicati specifici obblighi di comunicazione, sono state dettagliate le condizioni di erogazione del servizio ed è stata definita la remunerazione garantita ai soggetti che hanno erogato il servizio relativamente al periodo oggetto di specifica disciplina.

Servizi di ultima istanza: oneri non recuperabili per morosità

La disciplina dei servizi di ultima istanza prevede specifici meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità altrimenti non recuperabili, per i quali sono definite le modalità e le tempistiche con cui la CCSE deve quantificare e liquidare gli importi e sono istituiti appositi conti presso la medesima CCSE. Inoltre, ai fini della copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di reintegrazione della morosità sono stati, *primum*, definiti appositi corrispettivi, applicabili ai soggetti che usufruiscono dei rispettivi servizi e che potrebbero essere oggetto dei suddetti meccanismi, *deinde*, sono state definite alcune componenti aggiuntive alla tariffa obbligatoria di distribuzione (elemento UG_{3UI} della componente UG_3) e di trasporto (componente UG_{3FT}), che concorrono ad alimentare i conti a copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione e che vengono applicate a tutti i clienti finali.

Le suddette componenti sono state valorizzate prudenzialmente con le delibere 134/2014/R/gas e 313/2014/R/gas, sulla base delle informazioni disponibili raccolte dagli operatori che partecipano ai menzionati meccanismi. Inoltre, con la delibera 672/2014/R/gas, i livelli delle componenti UG_3 e UG_{3FT} sono stati ulteriormente adeguati in via prudenziale, in considerazione del fatto che i volumi relativi al servizio erogato nel 2014 e le stime attinenti ai prelievi dell'anno 2015 registrano una contrazione dei quantitativi di gas soggetti all'applicazione delle suddette componenti rispetto ai quantitativi utilizzati per determinare i loro attuali valori.

Nell'ambito delle informazioni raccolte per il monitoraggio sugli oneri relativi alla morosità dei servizi di ultima istanza, sono inoltre emersi elementi che hanno evidenziato come Eni, in qualità di

fornitore transitorio del servizio di *default* trasporto e in qualità di FUI, nell'anno termico 2012-2013, non avrebbe fatturato il 60% del gas fornito nei servizi di ultima istanza gas considerati. Dalle informazioni raccolte non è stato possibile desumere se tali ritardi siano riconducibili a un generale disservizio nell'organizzazione dell'impresa o a problematiche specifiche del servizio. Per far luce su questa situazione, con la delibera 27 novembre 2014, 589/2014/R/gas, è stata avviata un'istruttoria conoscitiva in tema di fatturazione dei servizi di ultima istanza da parte di tutti i gestori selezionati a partire dal mese di ottobre 2012, anche con riferimento alle motivazioni relative ai suddetti ritardi, valutando eventuali responsabilità delle imprese interessate e degli altri soggetti coinvolti, oltre a possibili, ulteriori, criticità.

I ritardi nella fatturazione possono avere un impatto sulla morosità del cliente finale, poiché, tanto maggiore è il lasso di tempo entro il quale si fattura il servizio erogato, tanto maggiore è il rischio che il potenziale mancato pagamento da parte del cliente finale possa non essere recuperato. Poiché gli esiti dell'istruttoria conoscitiva potrebbero comportare un intervento volto a ridurre o limitare l'applicazione dei suddetti meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità con riferimento alle istanze pendenti, la delibera 589/2014/R/gas ha altresì previsto, nelle more dell'esito dell'istruttoria conoscitiva che dovrà concludersi nel mese di aprile 2015, che sia provvisoriamente erogato, a titolo di acconto, il 60% degli importi complessivamente quantificati dalla CCSE e che, con successivo provvedimento, da adottarsi in esito alla chiusura dell'istruttoria conoscitiva, l'Autorità adotti le decisioni in merito agli importi da versare a titolo definitivo.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio: standardizzazione dei flussi informativi per il settore del gas

Nel corso del 2014 sono proseguite le attività di standardizzazione dei flussi informativi scambiati tra le imprese di distribuzione e

gli esercenti la vendita per la gestione delle richieste presentate dai clienti finali. In particolare, con la determina del Direttore della Direzione Mercati 31 luglio 2014, 11/14 - DMEG, sono state approvate le modifiche e le integrazioni sia alle Istruzioni operative, che contengono la sequenza minima obbligatoria dei messaggi, i contenuti di ciascun scambio informativo, nonché le regole di trasmissione e di ammissibilità delle richieste, sia ai traccati informativi, obbligatori in formato XML (*Extensible Markup Language*), al fine di ricomprendere la standardizzazione degli scambi informativi concernenti le richieste di sospensione della fornitura per morosità, gli interventi di interruzione della fornitura e le c.d. "cessazioni amministrative", prestazioni che stanno assumendo un carattere sempre più rilevante anche in ragione dell'aumento dei casi di inadempimento delle obbligazioni di pagamento dei clienti finali disciplinati dal TIMG. In particolare, sono state standardizzate:

- la sospensione della fornitura per morosità ai sensi del TIMG, ossia delle richieste di chiusura del punto per morosità e di esecuzione dell'intervento di interruzione;
- la cessazione amministrativa, ossia:
 - la cessazione amministrativa per morosità relativa a un punto di riconsegna disalimentabile (ai sensi del TIMG);
 - la cessazione amministrativa a seguito di impossibilità di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna (ai sensi del TIMG);
 - la cessazione amministrativa per morosità relativa a un punto di riconsegna non disalimentabile (ai sensi del TIMG);
 - la cessazione amministrativa del servizio di distribuzione (per le cause di cui al comma 16.2, lettera c), della delibera 29 luglio 2004, n. 138).

Visto l'impatto a livello di implementazioni informatiche richieste, l'adozione dei nuovi traccati informativi è stata fissata all'1 aprile 2015.

Mercato elettrico e del gas

Bolletta 2.0

Nel corso dell'anno 2014 si è concluso il progetto di revisione della bolletta (progetto Bolletta 2.0), avviato con la delibera 13 giugno 2013, 260/2013/R/com. A seguito dei contributi ricevuti dai soggetti interessati durante le audizioni del 9 e 10 ottobre 2013, l'Autorità ha emanato il documento per la consultazione 20 febbraio 2014, 69/2014/R/com, delineando i seguenti orientamenti:

- ambito di applicazione circoscritto ai clienti del servizio elettrico alimentati in bassa tensione, a esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica, e ai clienti del servizio gas naturale domestici, condomini a uso domestico e altri usi, limitatamente a consumi annui inferiori a 200.000 S(m³);
- semplificazioni e maggiore flessibilità della struttura e del contenuto delle nuova bolletta, anche con riferimento alle modalità di esposizione degli importi fatturati, alle ulteriori informazioni, nonché alla loro periodicità di comunicazione;
- maggiore trasparenza per i clienti finali, attraverso la definizione e la pubblicazione di un glossario, in continuità con l'attuale regolazione, con l'aggiornamento dei termini in esso contenuti, ai fini di una semplificazione ulteriore della terminologia utilizzata, nonché attraverso la previsione di ulteriori documenti da mettere a disposizione del cliente finale;
- conservazione degli attuali obblighi in tema di informazioni sui dati di consumo storici, nelle more di specifici approfondimenti volti a permettere che tali dati siano resi disponibili, con modalità più trasparenti, dal cliente finale, valutando nel contempo eventuali modalità alternative di trasferimento di tali informazioni;
- mantenimento dell'obbligo di garantire la trasmissione della bolletta in modalità cartacea, pur nella prospettiva di un maggior utilizzo di internet per l'invio della bolletta.

Relativamente alla struttura della nuova bolletta, gli orientamenti contenuti nel documento in esame prevedono, in tema di semplificazione, che la nuova bolletta consista di due distinte parti:

- una parte sintetica destinata alla grande diffusione, con gli elementi minimi prescritti dall'Autorità;
- una parte analitica con gli elementi di maggiore dettaglio, 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.

Con riferimento al contenuto della parte sintetica, il documento per la consultazione ha definito gli elementi minimi che devono essere contenuti in tutte le bollette. In particolare, è stato previsto l'inserimento di specifici box in tema di ricalcolo degli importi, stabilendo che siano precisati il motivo che ha dato origine al ricalcolo, nonché il costo medio fatturato; sono state specificate le informazioni da fornire in ciascuna bolletta, nonché quelle da comunicare una volta all'anno. L'indicazione della ripartizione degli importi fatturati è obbligatoria solo per i clienti serviti nei regimi di tutela, distinguendo, tra l'altro, tra la spesa per l'energia/il gas naturale, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore e la spesa per gli oneri di sistema.

In tema di maggiore flessibilità, il documento prevede sia che tutti i venditori possano definire le modalità di esposizione degli elementi minimi previsti nella parte sintetica, sia che i venditori del mercato libero possano inserire ulteriori informazioni nella parte sintetica e definire le modalità di separazione degli importi fatturati, stabilendo comunque lo scorporo degli importi relativi ai servizi di trasporto da quelli per i servizi di distribuzione, misura e oneri generali.

In tema di maggiore trasparenza nei confronti dei clienti finali, il documento ha prospettato l'introduzione per tutti i venditori dell'obbligo di fornire, sia in fase precontrattuale, sia attraverso il sito internet o in altro modo, una guida alla lettura della bolletta.

Con la nuova Bolletta 2.0, approvata con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, al cliente verrà dunque inviato (anche in formato elettronico) il solo quadro sintetico, più completo, diretto e comprensibile di quello attuale, e, su sua esplicita richiesta, un documento con gli elementi di dettaglio della fattura. La terminologia utilizzata sarà conforme al Glossario, che verrà aggiornato e pubblicato sul sito dell'Autorità e su quello dei singoli venditori.

I principali elementi minimi previsti sono:

- 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).

Per quanto riguarda gli importi fatturati, con esclusivo riferimento ai clienti serviti nei regimi di tutela⁸, la bolletta sintetica prevede la seguente aggregazione:

- la spesa per la materia energia/gas naturale che comprende i corrispettivi di approvvigionamento e commercializzazione;

- la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, che corrisponde ai corrispettivi per i servizi di trasporto, distribuzione e 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, a titolo di esempio, interessi di mora, addebito/restituzione del deposito cauzionale, 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;
- il totale della bolletta.

La parte della bolletta contenente gli elementi di dettaglio riporta le informazioni analitiche di tutte le voci fatturate al cliente, fornendo anche le indicazioni dei prezzi unitari e delle quantità cui sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare di kWh/S(m³) attribuiti a ciascuno di essi.

Relativamente, infine, agli altri documenti legati alla trasparenza, la citata delibera 501/2014/R/com ha previsto che:

- sia predisposto e pubblicato sul sito internet dell'Autorità il Glossario dei principali termini contenuti nella bolletta (con il documento per la consultazione 19 febbraio 2015, 61/2015/R/com, si sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità al riguardo);
- ciascun venditore pubblici sul proprio sito internet una Guida alla lettura e che, per i regimi di tutela, la suddetta Guida sia predisposta dall'Autorità e pubblicata anche sul sito internet dell'Autorità;
- sia predisposto e pubblicato sul sito internet dell'Autorità, per i clienti serviti in regime di tutela, un modello di bolletta

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.

sinetica, che indichi, per ciascun importo fatturato, il dettaglio dei corrispettivi unitari che concorrono alla determinazione del singolo importo.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Modifiche al Codice di consumo

Con il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, è stata recepita nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, che ha determinato la modifica di alcune previsioni del Codice di consumo con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra professionisti e consumatori, anche nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dei locali commerciali, a partire dal 13 giugno 2014, includendo anche i contratti per la fornitura di energia elettrica, gas e acqua.

In ragione delle modifiche apportate al Codice di consumo, con la delibera 6 giugno 2014, 266/2014/R/com, l'Autorità ha aggiornato la disciplina dei contratti conclusi tra gli esercenti la vendita e i clienti finali e ha apportato interventi, seppur minimi, in materia di diritto di recesso e ripensamento. Inoltre, nella medesima delibera sono state apportate alcune modifiche alla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com, in materia di contratti non richiesti.

La citata delibera introduce, quindi, alcune modifiche al Codice di condotta commerciale approvato con la delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10, relativamente alle informazioni aggiuntive da trasmettere al cliente finale domestico prima della conclusione del contratto, al supporto da utilizzare per l'invio delle suddette informazioni al cliente finale domestico, nonché alla modifica del tempo massimo per esercitare il diritto di ripensamento (da dieci giorni lavorativi a 14 giorni solari).

Gli ulteriori interventi alla disciplina del diritto di recesso e ripensamento e alla procedura di *switching* rispondono alla finalità di tenere in considerazione le nuove norme del Codice di consumo sulla possibilità concessa al cliente finale di richiedere l'esecuzione del contratto senza dover attendere il decorso del periodo per il ripensamento.

Per quanto riguarda invece la disciplina dei contratti non richiesti, la delibera 266/2014/R/com evidenzia come le procedure di ripristino previste dalla delibera 153/2012/R/com abbiano la finalità di consentire al cliente finale – che vi aderisce volontariamente – di poter ripristinare il rapporto contrattuale ancora in essere con il venditore precedente rispetto a quello “non voluto”, qualora

quest'ultimo non ottemperi agli adempimenti disposti dall'Autorità (c.d. “misure preventive”).

È stato ribadito come tali procedure costituiscano strumenti di tutela non sovrapponibili a quelli previsti dal Codice di consumo (quali la tutela giudiziaria ai fini dell'applicazione dell'art. 66-*quinquies* per i contratti non richiesti, nonché la tutela dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato), ai quali il cliente finale resta libero di ricorrere, e come la delibera 266/2014/R/com non modifichi in alcun modo le suddette procedure di ripristino.

Sul tema dei contratti non richiesti, sono invece state adottate specifiche modifiche alle misure preventive e alle procedure di reclamo, in modo da adattarle ai nuovi adempimenti di natura pre-contrattuale riportati nel Codice di consumo. Infine, è stata evidenziata la necessità di avviare uno specifico procedimento sul tema dei contratti non richiesti, al fine di modificare talune disposizioni di cui alla delibera 153/2012/R/com.

Con il documento per la consultazione 31 luglio 2014, 401/2014/R/com, l'Autorità ha illustrato le proprie proposte per gli interventi relativi:

- alle modalità di indicazione dei prezzi delle forniture di elettricità e gas;
- al livello dei costi ragionevoli da riconoscere al professionista in caso di esercizio, da parte del consumatore, del diritto di ripensamento dopo che il medesimo abbia presentato una richiesta affinché la fornitura inizi durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento;
- alla definizione degli ulteriori elementi specifici da inserire nel modulo tipo per l'esercizio del diritto di ripensamento (previsto dal Codice di consumo come modificato dal decreto legislativo n. 21/14), anche al fine di garantire una uniformità di utilizzo del medesimo nel settore energetico.

Con riferimento ai prezzi delle forniture di elettricità e gas, il Codice di consumo prevede che il prezzo sia indicato comprensivo di imposte, stabilendo comunque che, se la natura dei beni o dei servizi comporta l'impossibilità di calcolare ragionevolmente il prezzo in anticipo, possano essere, in alternativa, indicate le modalità di calcolo del prezzo. L'orientamento dell'Autorità sul tema è quello di mantenere l'indicazione del prezzo al netto delle imposte. Infatti, l'inclusione delle imposte nei prezzi sarebbe di difficile attuazione e risulterebbe particolarmente onerosa in

ragione delle caratteristiche delle forniture di energia elettrica e gas naturale che comportano, tra l'altro, la variazione del corrispettivo al variare dei consumi e al superamento di determinati scaglioni di consumo, per quanto riguarda le tariffe di distribuzione, nonché, con riferimento al settore del gas naturale, la dipendenza delle imposte applicabili alla località ove è ubicato l'indirizzo di fornitura.

Riguardo al livello dei costi ragionevoli, la consultazione mira a valutare l'entità dei costi che potrebbero essere riconosciuti agli operatori per l'avvenuto avvio di attività (*switching*, attivazioni, volture), che potrebbero non essere portate a termine nel caso in cui un cliente finale domestico, che avesse inizialmente chiesto di avviare la fornitura senza attendere il decorso del periodo di ripensamento, decida di esercitare il diritto di ripensamento stesso. Infine, sono state indicate apposite modifiche al modulo per l'esercizio del diritto al ripensamento, per tenere conto delle specificità del settore energetico.

La consultazione non si è ancora conclusa.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Ricognizione della disciplina sulla morosità

Nel mercato della vendita al dettaglio una delle principali problematiche riguarda il fenomeno della morosità, anche in ragione della situazione di crisi economica generale che ha colpito il Paese. Sul tema sono pervenute numerose segnalazioni sia da parte di operatori e loro associazioni in merito alla rilevanza del fenomeno e del suo impatto sul mercato *retail*, sia da parte delle associazioni dei consumatori circa la necessità di tutelare maggiormente i clienti finali in caso di morosità. In questo ambito, l'Autorità è intervenuta attraverso specifici interventi nel settore del gas naturale, nella direzione del completamento della disciplina definita alla fine del 2013 e con una più ampia ricognizione dell'attuale disciplina della morosità e dei possibili interventi sul tema.

Con la delibera 27 febbraio 2014, 84/2014/R/gas, l'Autorità è nuovamente intervenuta sul tema, da un lato, modificando alcune delle procedure in tema di sospensione della morosità previste nel TIMG, al fine di aumentare i casi in cui sia possibile effettuare tale sospensione; dall'altro, definendo in dettaglio alcuni aspetti procedurali che l'impresa di distribuzione deve seguire relativamente alla sospensione del punto e alle azioni extra giudiziarie per

effettuare tale sospensione. Infine, vengono chiariti e semplificati taluni aspetti puntuali in tema di servizi di ultima istanza, anche in ragione di esigenze emerse nell'ambito del primo periodo di erogazione del servizio.

Con riferimento alla ricognizione dell'attuale disciplina della morosità e dei possibili interventi sul tema, il documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 477/2014/R/com, ha definito gli orientamenti in materia, con l'obiettivo, da un lato, di tutelare i clienti finali contro azioni improprie dei venditori (per esempio, sospensioni senza preavviso, in presenza di contestazioni) e, dall'altro, di dare certezza agli stessi venditori, ponendo a loro disposizione strumenti efficaci in caso di irregolarità nei pagamenti e individuando strumenti di incentivazione di una loro gestione efficiente dell'attività. Le proposte hanno la finalità di minimizzare l'onere a carico della generalità dei clienti finali relativo alla morosità, facendo gravare il suddetto onere direttamente sui clienti che lo generano e garantendo al contempo, ai clienti finali potenzialmente morosi e ai clienti finali oggetto di una richiesta di sospensione per morosità, certezza delle tempistiche e delle relative procedure loro applicabili.

Data la complessità degli argomenti, nel documento per la consultazione 477/2014/R/com si è provveduto a suddividere le potenziali criticità, nonché gli orientamenti, in coerenza con gli obiettivi sopra delineati per affrontarli, in tre aree tematiche:

- contratti di fornitura in essere. Sono state considerate le questioni relative alle modalità di costituzione in mora, alla mancata ricezione in tempo utile delle fatture rateizzabili, alla sospensione per morosità in caso di procedure di gestione delle controversie, agli incentivi alle attività in capo alle imprese di distribuzione, alla mancata coincidenza tra utente e venditore, alla sottoposizione dei clienti a procedure concorsuali e alla categoria dei clienti non disalimentabili;
- cambio del venditore. Sono state considerate le tematiche relative allo *switching* con riserva e alla cessione del credito, alla cessione del credito per le uscite dei clienti finali dal servizio di salvaguardia e dal servizio di *default*, alla predisposizione o meno di uno specifico elenco dei clienti non regolari nei pagamenti, al sistema indennitario;
- altri casi specifici. Sono stati considerati gli argomenti relativi alle richieste di attivazione o volture riferite a punti riconducibili a situazioni di morosità.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – 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 alla data di *switching* del cliente finale moroso. Tale indennizzo, pari - al massimo - alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}, da parte dell'esercente la vendita entrante. Sono previsti anche specifici strumenti a tutela del credito dell'esercente la vendita entrante, cui quest'ultimo può accedere qualora sussistano determinate condizioni. Il funzionamento del sistema indennitario è basato sulla gestione centralizzata da parte del gestore, identificato nell'Acquirente unico. L'attività del gestore consiste nel verificare la correttezza delle richieste di indennizzo dell'esercente la vendita entrante e nell'indirizzare i flussi informativi nei confronti di tutti i partecipanti al sistema indennitario (l'esercente la vendita uscente, quello entrante, l'impresa distributrice e la CCSE).

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di gennaio 2015, vengono di seguito riportati alcuni dati quantitativi, da cui emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 407.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 125,2 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 206 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 3,3 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 61% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo.

Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

TAV. 7.2

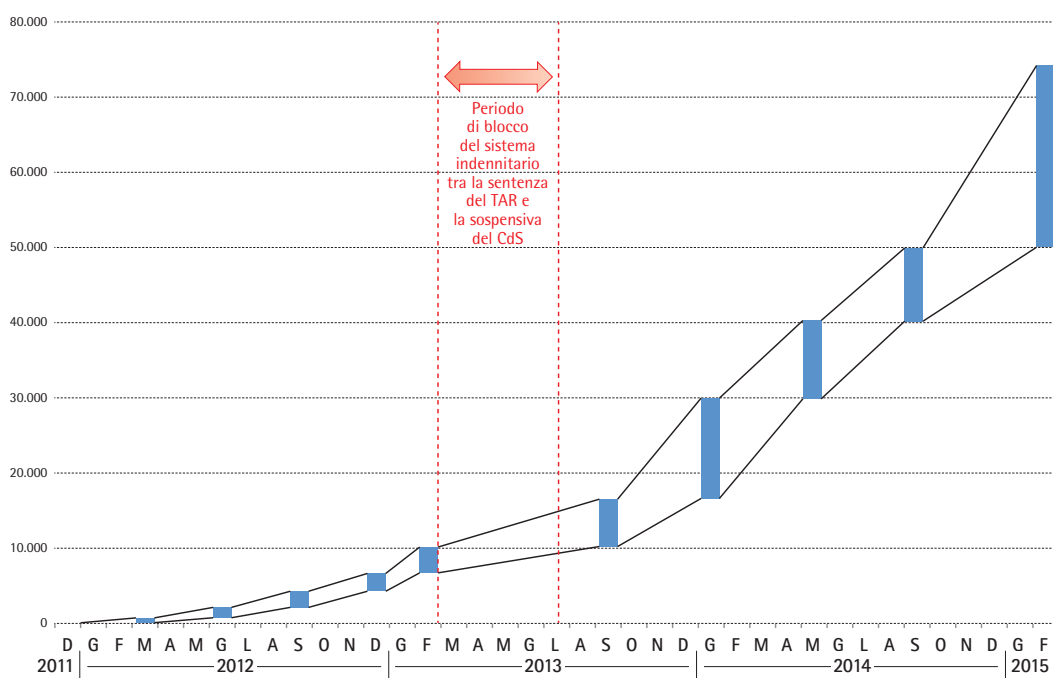
Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti *switching* hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

INCIDENZA	DIC. 2011	MAR. 2012	GIU. 2012	SET. 2012	DIC. 2012	FEB. 2013	MAR. /LUG. 2013	SET. 2013	GEN. 2014	MAG. 2014	SET. 2014	FEB. 2015
Nel trimestre	0,3%	2,4%	4,7%	7,3%	9,2%	17,1%	Sistema non operativo	15,2% ^(A)	22,9%	21,2%	18,3%	25,7%
Cumulate	0,3%	1,5%	2,6%	3,9%	4,9%	6,5%		8,4%	11,7%	13,2%	14,0%	15,6%

(A) Dati 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 nei precedenti trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica, in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre.

Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

Casi di turismo energetico individuati tramite il sistema indennitario



Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 7.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Numero di clienti con almeno due C^{MOR} consecutivi

La figura 7.1 evidenzia come il sistema indennitario permetta di individuare i casi in cui il comportamento sopradetto viene attuato⁹, limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli esercenti la vendita.

Durante l'intero periodo di operatività del sistema indennitario, il 15,6% 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 65.500 casi individuati.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti evidenzia, inoltre, un trend crescente dell'incidenza delle richieste relative a clienti finali che già ne avevano ricevuti in passato, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti, tale da raggiungere il 25,7% nel periodo settembre 2014 - febbraio 2015.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto, sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Interventi specifici del mercato al dettaglio – Terremoto in Emilia Romagna

Con la delibera 6 gennaio 2013, 6/2013/R/com, successivamente modificata con la delibera 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, sono state introdotte specifiche disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie, rateizzazione dei pagamenti e agevolazioni per i servizi di connessione, subentri e volture per l'energia elettrica, il gas e il servizio idrico, a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in alcune province dell'Emilia Romagna, della Lombardia e del Veneto. L'art. 8, comma 2, del decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, ha previsto che, con riferimento ai settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, ivi inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, l'Autorità introducesse norme per la sospensione temporanea (per un periodo non superiore a sei mesi a decorrere dal 20 maggio 2012) dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere nello stesso periodo, anche in relazione al servizio erogato ai clienti forniti sul mercato libero, per le utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi

⁹ 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 in modo da non essere più rintracciati.

sismici, come individuati dall'art. 1, comma 1, del medesimo decreto. Tale decreto ha ulteriormente previsto che l'Autorità disciplini le modalità di rateizzazione delle fatture i cui pagamenti erano stati sospesi e introduca agevolazioni, anche di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni danneggiati, individuando anche le modalità per la copertura delle agevolazioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Con il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, l'Autorità ha formulato le proprie proposte volte alla 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 medesima delibera 6/2013/R/com, come modificata dalla delibera 105/2013/R/com; vale a dire la volontarietà della partecipazione al meccanismo (a seguito di presentazione di istanza), la decorrenza di un periodo di 24 mesi successivo alla scadenza della fattura o comunque della relativa rata, la determinazione di una percentuale di riconoscimento del credito non riscosso determinata dall'Autorità, definendo in aggiunta gli interventi di verifica da parte della CCSE, deputata al riconoscimento degli

importi dovuti ponendo i relativi oneri in capo al conto UC₃, relativamente al settore elettrico, e al Conto UG₁, relativamente al settore del gas.

Tale documento evidenzia anche gli interventi relativi al settore idrico (cfr. Capitolo 5, Vol. II)

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Riforma della misura gas

Con il documento per la consultazione 29 maggio 2014, 251/2014/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione gas, con specifico riferimento alla modalità di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura da parte dell'impresa di distribuzione, alla gestione della procedura di autolettura, nonché alle tempistiche del processo di *switching*.

Tali orientamenti hanno poi trovato conferma nella delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, che persegue gli obiettivi di aumentare la trasparenza e di ridurre le asimmetrie informative fra distributore e venditore, incrementando il numero dei dati di misura effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, di conseguenza, del cliente finale.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

La legge istitutiva n. 481/95 affida all'Autorità, tra l'altro, il compito di pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti finali. In attuazione del dettato normativo, con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità ha previsto l'attivazione e la pubblicazione sul proprio sito internet del Trova offerte, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese

di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici (per una illustrazione esaustiva di detto sistema si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012).

A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, si è rilevata una media di circa 1.150 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare, nel 2014 gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati 367.952, mentre i calcoli effettuati sono stati 442.580. Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2015, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico

tipo¹⁰, nelle maggiori città italiane sono visualizzate per il servizio elettrico circa 35 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 poco meno di 30 €/anno (-5,7%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di 110 €/anno (-19%) rispetto all'offerta meno economica. In merito alla situazione osservata a marzo 2014, la spesa annua associata all'offerta più economica rimane sostanzialmente invariata; sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risultava superiore a marzo 2014 (-40 €/anno, pari a circa -8,5%), mentre il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta sostanzialmente invariato.

Per il servizio gas, sono visualizzate circa 25 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 oltre 130 €/anno (-10%), rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di 175 €/anno (-13%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata a marzo 2014, la spesa annua associata all'offerta più economica risulta, oggi, inferiore di circa 40 €; sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio risultava superiore a marzo 2014 sia rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-150 €/anno, pari a circa -10,8%), sia rispetto all'offerta meno economica (-390 €/anno, pari a -24,5% a marzo 2014).

La ricerca per offerte congiunte visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta sostanzialmente equivalente 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 (a marzo 2014 risultava un divario di oltre 35 € a svantaggio dell'offerta congiunta), inferiore di circa 160 €/anno (-9%) rispetto alla spesa ottenuta sommando la spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2014 risultava inferiore di circa 150 €/anno, pari a -8,2%). Per entrambi i servizi, elettrico e gas, 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. Oggi il *call center* è incorporato nello Sportello per il consumatore di energia (Sportello), la cui gestione è affidata in avvalimento all'Acquirente unico, in base a quanto previsto dall'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 1999, n. 9, e dall'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

Attualmente, lo Sportello opera sulla base della delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, e del Progetto operativo dello Sportello per gli anni 2013-2015, proposto dall'Acquirente unico e approvato dall'Autorità.

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dello Sportello, dall'1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2014, si fa riferimento alla tavola 7.3 e alla tavola 7.4. Confrontando i dati relativi all'anno 2014 con quelli dell'anno 2013, si registrano un aumento del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 388.610 a 446.456 (con un aumento di circa il 15%), e un decremento sia di quelle abbandonate senza la risposta dell'operatore, sia di quelle effettuate al di fuori dell'orario di servizio.

A partire dal 29 luglio 2013, il numero verde 800.166.654 del servizio di *call center* dello Sportello è divenuto gratuito anche per le chiamate da cellulare che, da tale momento, hanno registrato un aumento di volume notevole. Il costo sostenuto dallo Sportello per questo servizio è tuttavia rimasto entro i limiti previsti dal budget, anche in relazione ai risparmi di spesa ottenuti grazie alla rinegoziazione dei contratti con il fornitore.

I primi mesi del 2015 non hanno registrato ulteriori significativi aumenti delle chiamate in orario di servizio, ma una stabilizzazione sui livelli del terzo trimestre 2014, mentre sono aumentate le chiamate fuori orario di servizio.

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.

TAV. 7.3

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. 2013	114.675	14.590	129.265	108.694	101.649	7.045	13.026	104	182
II trim. 2013	89.325	15.181	104.506	85.366	80.691	4.675	8.634	116	190
III trim. 2013	82.109	24.167	106.276	78.787	74.865	3.922	7.244	97	186
IV trim. 2013	102.501	19.071	121.572	98.068	92.832	5.236	9.669	129	187
TOTALE 2013	388.610	73.009	461.619	370.915	350.037	20.878	38.573	112	186
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
TOTALE	1.840.383	292.391	2.132.774	1.790.360	1.677.872	112.488	162.511	103	187

Fonte: Sportello.

In merito alle tematiche oggetto delle telefonate pervenute allo Sportello, esse hanno riguardato, in particolar modo, gli argomenti bonus gas (21%) ed elettrico (23%), i reclami (27%) e il mercato dell'energia (27%). Dal 2013, rispettivamente da febbraio e da aprile, il *call center* fornisce informazioni ai *prosumer* (ossia i clienti finali che sono al contempo produttori di energia da fonti rinnovabili) e sulle procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie tra imprese e clienti finali dei servizi elettrico e gas, quali strumenti alternativi alla giustizia ordinaria (in particolare, sul Servizio conciliazione e sulla conciliazione paritetica). Si segnala che la scelta del canale "conciliazioni" ha registrato un trend di crescita lento ma costante, fino ad assestarsi intorno al 4% dei volumi totali di chiamate.

Nel corso del 2014 sono state trasmesse campagne spot Rai durante le quali si ricordava il numero verde dello Sportello. Nella campagna svolta dal 15 gennaio al 20 febbraio, gli spot sono andati in onda nel corso dell'intera giornata, mentre, a ottobre, sono stati trasmessi durante l'orario di servizio, con un importante, sia pure diverso, impatto sui volumi in ingresso e, conseguentemente, sui tempi di attesa.

Si evidenziano i dati significativi dei due periodi spot dell'anno 2014:

- media chiamate/giorno: 2.397 chiamate nella prima campagna rispetto alle 2.193 chiamate in ottobre;
- max chiamate/giorno: 3.314 chiamate registrate il 3 febbraio rispetto alle 3.559 del 27 ottobre.

TAV. 7.4

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI ^(A)	MERCATI	RECLAMI	ASSICURAZIONE GAS ^(B)	PROSUMER	CONCILIAZIONE
I trim. 2013	28.564	26.385	4.707	9.868	28.665	2.185	1.275	-
II trim. 2013	22.457	20.936	2.677	10.331	19.681	-	1.524	3.085
III trim. 2013	19.163	22.392	2.435	10.202	16.759	-	1.312	2.602
IV trim. 2013	21.992	22.093	7.123	10.822	25.661	-	1.566	3.574
TOTALE 2013	92.176	91.806	16.942	41.223	90.766	2.185	5.677	9.261
I trim. 2014	32.578	29.060	5.117	20.842	39.523	-	2.555	5.531
II trim. 2014	27.101	24.371	3.453	16.224	30.220	-	1.990	4.455
III trim. 2014	22.173	22.239	2.566	13.474	22.734	-	1.466	3.671
IV trim. 2014	29.801	29.018	3.381	19.179	27.274	-	1.831	4.629
TOTALE 2014	111.653	104.688	14.517	69.719	119.751	-	7.842	18.286
I trim. 2015	33.188	30.254	3.833	26.702	15.320	-	1.803	4.722
COMPLESSIVO	625.681	440.839	82.208	196.660	418.363	16.228	15.322	32.269

(A) Include la Assicurazione gas dal II trimestre 2013.

(B) Incorporato in Prezzi biorari dal II trimestre 2013.

Fonte: Sportello.

Rispetto all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2014, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dalla delibera dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, ottenendo i seguenti risultati: accessibilità del servizio 100% (standard minimo richiesto: 90%); tempo medio di attesa 120 secondi (standard minimo richiesto: inferiore a 240 secondi); livello di servizio 91% (standard minimo richiesto: 80%).

Rispetto all'anno precedente, risultano confermati i livelli dell'accessibilità al servizio, sia pur con un aumento dei tempi medi di attesa, dovuto anche alla necessità di alcune integrazioni al messaggio iniziale, per meglio garantire il rispetto della normativa in tema di trattamento dei dati personali (ex decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196).

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 2014 - 31 dicembre 2014, 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 41,6% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio). I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa, superiore al tasso medio delle altre amministrazioni partecipanti alla stessa, relativamente ai servizi telefonici (12%).

I dati relativi ai livelli di servizio del *call center* dello Sportello e all'iniziativa "Mettiamoci la faccia" sono sostanzialmente confermati anche per il primo trimestre 2015, con un incremento delle chiamate sottoposte a valutazione (Tav. 7.5).

TAV. 7.5

Risultati della rilevazione
"Mettiamoci la faccia" per il
call center dello Sportello

	2013					2014					2015
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Buono	84%	85%	85%	83%	84%	83%	84%	83%	83%	83%	83%
Sufficiente	13%	12%	12%	13%	13%	13%	12%	13%	13%	13%	13%
Negativo	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione ^(A)	38,9%	35,0%	43,1%	43,6%	40,1%	40,0%	42,7%	41,2%	42,6%	41,6%	47,7%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione ^(A)	83,2%	80,4%	81,1%	89,0%	83,4%	89,7%	89,0%	88,5%	90,0%	89,3%	91,0%

(A) Percentuale calcolata su totale chiamate in orario di servizio.

Fonte: Elaborazione Sportello su dati Genesys – Rilevazioni "Mettiamoci la Faccia".

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 approvato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, e 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 finalizzate 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 rinvenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, che confluiscono nel c.d. "Fondo sanzioni".

Le associazioni dei consumatori, inoltre, sono state ripetutamente coinvolte nelle attività di consultazione anche attraverso numerosi seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e partecipazione a 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 (cfr. *Relazione Annuale* 2014).

Tra le attività da realizzare in attuazione del Protocollo, rientra l'attivazione di un corso di formazione a distanza, in modalità *e-learning*, rivolto al personale delle organizzazioni firmatarie che svolge attività di informazione e consulenza alle piccole imprese nelle rispettive articolazioni territoriali. Sono inoltre previsti un generale potenziamento dell'informazione rivolta alle piccole imprese e la realizzazione di seminari di approfondimento, il primo dei quali, realizzato in modalità *streaming* interattivo nell'aprile 2014, è stato dedicato alla cessazione del servizio di tutela gas per le piccole e medie imprese.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2014 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas oggetto di precedenti proposte dell'Autorità e già approvate dal Ministro dello sviluppo economico; la disponibilità di nuove risorse finanziarie, acquisite in corso d'anno al Fondo, ha inoltre consentito all'Autorità di formulare nuove proposte relative ad attività da realizzare a partire dal 2015. Durante lo scorso anno è stato, altresì, esteso il perimetro delle attività da realizzare con il finanziamento del Fondo sanzioni dell'Autorità: in coerenza con l'attribuzione all'Autorità di competenze in materia di servizi idrici, disposta con il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 11, l'art. 30-*quater* del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, ha esteso le finalità del Fondo, prevedendo che le relative risorse siano destinate anche al finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori del servizio idrico integrato. Per le attività oggetto di nuove proposte da parte dell'Autorità potrà pertanto essere prevista, laddove possibile e opportuno, l'estensione al settore del servizio idrico.

Per quanto riguarda i progetti realizzati nel corso del 2014, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità e già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, le attività finanziate con risorse del Fondo sanzioni 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). Il progetto comporta l'erogazione di contributi forfetari a copertura dei costi sostenuti dalle associazioni di consumatori per l'attività di orientamento e di assistenza al consumatore, fino alla compilazione della richiesta di attivazione della 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 2015, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per 21.120 € in relazione a 352 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 90.000 €, è finalizzato a garantire la copertura dei costi sostenuti dalle associazioni medesime mediante l'erogazione di contributi forfetari per le conciliazioni concluse positivamente. A partire dal 2014, le attività di formazione e aggiornamento dei conciliatori delle associazioni, che in precedenza costituivano una linea di attività inclusa nel progetto PCS, sono confluite nell'ambito del nuovo progetto dedicato alla formazione (si veda oltre, progetto PFA). Per l'anno 2014 sono state rendicontate 484 procedure conciliative concluse positivamente, con l'erogazione complessiva di contributi per circa 23.000 €;
- 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 delle associazioni di consumatori (sportelli territoriali e *call center*) in grado di fornire ai consumatori 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 rinnovato per l'anno 2014, impegnando risorse per un importo massimo complessivo pari a 635.000 €; rispetto alle edizioni precedenti, per il 2014 è stata prevista una modulazione dei contenuti del progetto, riferita ora all'attivazione di 30 sportelli territoriali oltre al *call center*, con l'obiettivo di migliorare l'impatto dell'intervento in termini di efficienza ed efficacia. Il progetto include un sito internet dedicato (www.energiadirittivivoce.it) e un'applicazione che consente di accedere, tramite smartphone e tablet, a servizi quali la ricerca degli sportelli più vicini, la comunicazione via e-mail con lo sportello prescelto, l'area FAQ, l'area informativa dedicata alla normativa di settore. Come per il progetto PCS, anche in questo caso le attività di aggiornamento e qualificazione degli operatori impegnati nei punti di contatto qualificati sono confluite, a partire dal 2014, nell'ambito del nuovo progetto dedicato alla formazione (si veda oltre, progetto PFA);
- la divulgazione territoriale dell'informazione (progetto PDT), finalizzata a promuovere l'informazione dei consumatori in merito alle opportunità offerte dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas e alle forme di tutela di cui dispongono i consumatori. Il progetto, per il quale è stato previsto

l'impegno di risorse per un importo massimo di 400.000 €, è stato avviato nel luglio 2012 e ha comportato sia la formazione, tramite appositi corsi, degli esperti destinati a svolgere l'attività di divulgazione, sia la realizzazione, entro il 2014, di 110 incontri pubblici sull'intero territorio nazionale rivolti ai consumatori;

- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFA), del valore massimo di 125.000 €. Nel progetto sono confluite 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, 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 formatori. Il progetto ha comportato la realizzazione di dieci corsi nell'arco del 2014, con lo svolgimento di una parte delle attività, in misura non superiore al 50% della durata complessiva di ogni corso, mediante strumenti didattici multimediali fruibili a distanza.

Nel corso del 2014 l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative a ulteriori attività da realizzare a partire dal 2015. Per queste attività potrà essere prevista, laddove possibile e opportuno, l'estensione al settore del servizio idrico integrato. In particolare, con i decreti 24 dicembre 2014 e 21 gennaio 2015, il Ministro ha approvato le proposte formulate dall'Autorità,

rispettivamente, con le delibere 10 luglio 2014, 330/2014/E/com, e 18 dicembre 2014, 625/2014/E/com, relative:

- al rinnovo, per l'anno 2015, del progetto PCS (sostegno alle conciliazioni paritetiche); proroga al 31 dicembre 2016 del termine per l'attuazione del progetto PAC (accesso al Servizio conciliazione); rinnovo, per il biennio 2015-2016, del progetto relativo alla formazione e all'aggiornamento del personale delle associazioni dei consumatori (progetto PFA);
- alla realizzazione, nel periodo 2015-2016, di un nuovo progetto per la promozione dell'accesso ai bonus elettrico e gas da parte degli aventi diritto (progetto PAB). Il progetto, del valore massimo complessivo di 180.000 €, prevede la realizzazione, sull'intero territorio nazionale, 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;
- alla prosecuzione, per l'anno 2015, del progetto di qualificazione dei punti di contatto delle associazioni dei consumatori (progetto PQS), opportunamente rimodulato allo scopo di aumentarne l'efficacia.

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

Revisione e semplificazione della disciplina

L'Autorità, con le delibere 23 gennaio 2014, 7/2014/R/com, e 22 maggio 2014, 223/2014/R/com, ha avviato un procedimento per la revisione della Parte III dell'Allegato A alla delibera ARG/com 164/08, relativa alla qualità del servizio di *call center* delle imprese

elettriche e gas. Con il primo documento per la consultazione del 22 maggio 2014, 224/2014/R/com, sono stati illustrati i risultati conseguiti dalla regolazione dal 2008 e gli orientamenti per la revisione e la semplificazione della disciplina. Un numero crescente di aziende di vendita ha attivato i diversi servizi previsti dalle caratteristiche ulteriori dei *call center*, al

fine di aumentare il proprio punteggio complessivo e la propria posizione nella relativa graduatoria. Il mutato contesto di mercato e il costante miglioramento degli indicatori utilizzati per il monitoraggio del servizio di *call center* hanno reso, perciò, necessaria la revisione della disciplina.

Nel primo documento, sono stati illustrati alcuni orientamenti per la revisione degli obblighi di servizio, che prevedevano il disaccoppiamento del numero di ore di apertura obbligatoria dei *call center* dalla presenza o meno sul territorio di sportelli, la revisione degli standard generali per tener conto dei livelli già raggiunti dalla maggioranza delle imprese, un diverso trattamento ai fini della graduatoria tra mercato libero e servizio di maggior tutela, la semplificazione delle caratteristiche di qualità ulteriore e l'adeguamento dei relativi punteggi per rispondere all'esigenza di una maggiore flessibilità nell'offerta dei servizi, espressa dalle imprese.

Inoltre, sono state formulate proposte per rafforzare il peso della *customer satisfaction* nel punteggio complessivo che determina la posizione in graduatoria della singola impresa e per differenziare la posizione delle imprese che operano nel servizio di maggior tutela da quelle che operano nel mercato libero.

Il secondo documento per la consultazione del 25 settembre 2014, 452/2014/R/com, ha formulato nuovi orientamenti relativi alla qualità ulteriore, confermando, insieme agli standard generali e al rispetto degli obblighi di servizio, l'effettuazione dell'indagine di *customer satisfaction* per le imprese con 400 chiamate/giorno ai propri *call center*, al fine di continuare a monitorare la soddisfazione dei clienti finali rispetto al servizio telefonico. In particolare, l'orientamento proposto per quanto riguarda l'indagine di *customer satisfaction* includeva modifiche migliorative sia del questionario della *customer satisfaction*, sia della periodicità di effettuazione

delle interviste e includeva nell'indagine semestrale anche i venditori con totale o percentuali elevate di clienti serviti in regime di maggior tutela, sostituendo la graduatoria con un rapporto annuale sullo stato della qualità dei servizi telefonici e dei livelli di qualità raggiunti, per tipologia di mercato e di impresa.

Con la delibera 27 novembre 2014, 580/2014/R/com, è stata, quindi, riformata la disciplina della qualità dei servizi telefonici, in vigore dall'1 gennaio 2015, confermando gli orientamenti proposti. Gli obblighi di servizio e i nuovi standard generali sono stati aggiornati per tenere conto dei miglioramenti già conseguiti e che dovranno essere rispettati da tutte le imprese con almeno 10.000 clienti; sarà inoltre assicurato il monitoraggio specifico della qualità percepita del servizio telefonico da parte dei clienti delle aziende con più di 50.000 clienti e almeno 400 chiamate/giorno tramite l'indagine demoscopica semestrale sui *call center* effettuata dall'Autorità. Il monitoraggio dei servizi resi appare opportuno al fine di continuare a verificare la qualità dei servizi telefonici ed evitare così possibili fenomeni di disinvestimento e peggioramento del servizio, continuando a comprendere, fra le imprese sottoposte alle indagini, anche i venditori che hanno il totale o percentuali elevate di clienti serviti in regime di maggior tutela. È prevista, inoltre, la pubblicazione di un rapporto annuale sulla qualità dei servizi telefonici che, oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali, avrà la possibilità di trattare anche la disponibilità di servizi tipicamente legati al *call center* (per esempio, facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico). Saranno anche illustrati altri strumenti di contatto messi a disposizione della clientela e, se disponibili, gli accessi, per ciascun canale.

Stato dei servizi

La tavola 7.6 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 7.6

Standard generali di qualità dei call center

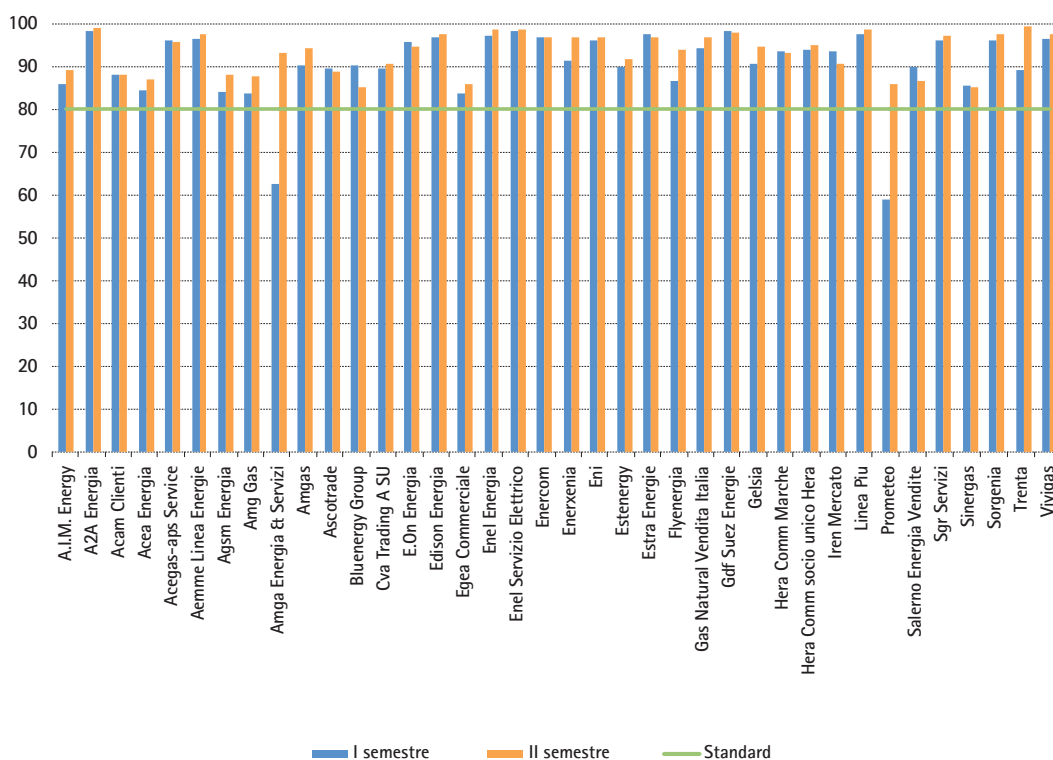
INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD (FINO AL 31 DICEMBRE 2014)	STANDARD (DALL'1 GENNAIO 2015)
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 85%	≥ 90%
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.	≤ 240 secondi	≤ 200 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di telefonate che arrivano ai call center da utenti che chiedono di parlare con un operatore	≥ 80%	≥ 80%

Fonte: TIQV.

FIG. 7.2

Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center nel 2014

Livello di servizio



Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

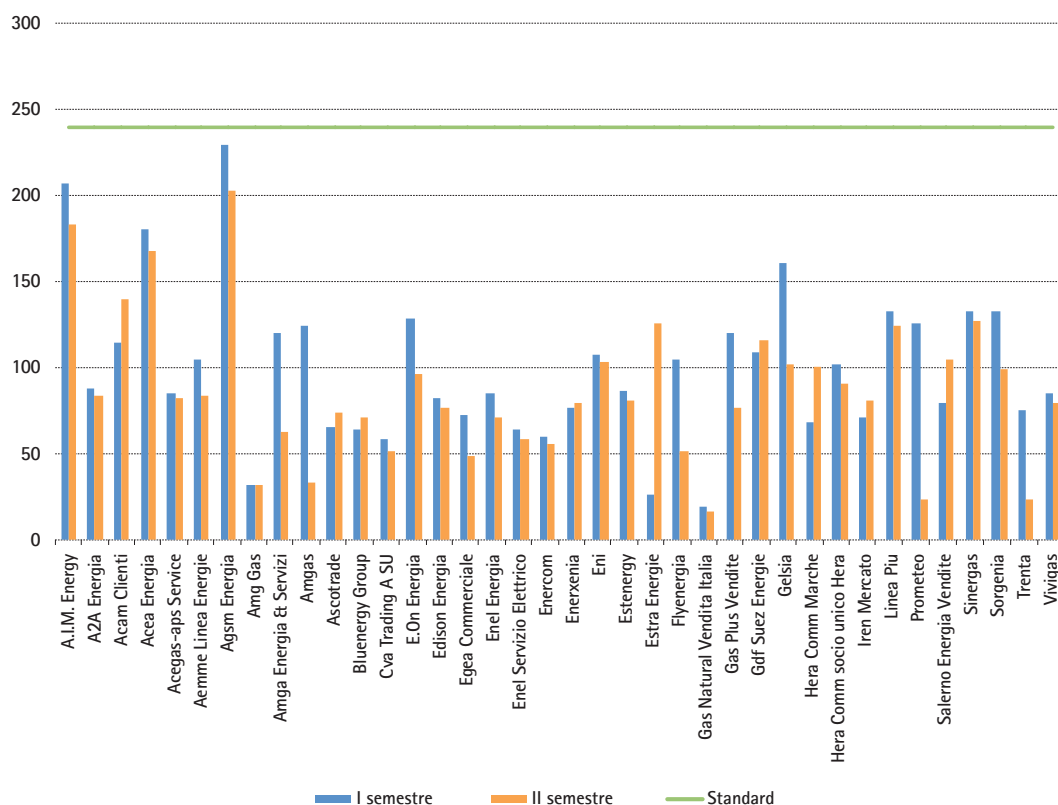


FIG. 7.3

Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center nel 2014

Tempi medi di attesa

Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Nei mesi di luglio 2014 e dicembre 2014, come previsto dal TIQV, in attuazione alla regolazione, sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le graduatorie semestrali dei *call center*.

Le graduatorie, che hanno coinvolto le aziende di vendita sottoposte all'indagine sulla soddisfazione dei servizi telefonici, sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQT".

Il punteggio IQT è calcolato su punteggi parziali conseguiti dai venditori, riferiti alla qualità ulteriore offerta rispetto agli standard minimi obbligatori e ai risultati dell'indagine demoscopica. Tale punteggio, in particolare, tiene conto dei seguenti aspetti del servizio:

- accesso al servizio (PA); riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di apertura con operatore del *call center* (ampiezza degli orari e numeri dei giorni di apertura), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;
- qualità del servizio (PQ); riguarda i tempi medi di attesa per parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* (PSC); riguarda il punteggio assegnato in base agli esiti dell'indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che hanno effettivamente telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

TAV. 7.7

Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel I e nel II semestre 2014

Punteggio globale IQT

VENDITORE	IQT I SEM. 2014	VENDITORE	IQT II SEM. 2014
Enel Servizio Elettrico	99,0	Enel Servizio Elettrico	98,7
Eni	95,8	Enel Energia	97,8
Enel Energia	95,2	Eni	96,3
Linea Piu	92,4	Linea Piu	92,2
Sistema	90,0	***Sistema***	91,6
Vivigas	86,7	Vivigas	87,0
Aemme Linea Energie	85,1	Aemme Linea Energie	86,7
E.On Energia	83,7	Trenta	85,2
Hera Comm Socio Unico Hera	82,3	E.On Energia	84,4
A2A Energia	80,8	Hera Comm Socio Unico Hera	84,2
Gas Natural Vendita Italia	79,4	Edison Energia	82,8
Estra Energie	78,2	A2A Energia	80,8
Edison Energia	77,3	Gas Natural Vendita Italia	80,4
Sgr Servizi	77,3	Estra Energie	79,3
Enercom	76,8	Acea Energia	78,9
Gdf Suez Energie	76,8	Sgr Servizi	77,7
Acea Energia	75,6	Enerxenia	77,6
Hera Comm Marche	74,2	Amga Energia & Servizi	76,8
Amgas	70,3	Amgas	76,8
Enerxenia	70,2	Enercom	76,1
Estenergy	69,9	Sorgenia	74,7
Ascotrade	68,9	Gdf Suez Energie	74,0
Acegas-Aps Service	68,8	Hera Comm Marche	73,3
Sorgenia	67,0	Acegas-Aps Service	73,1
Bluenergy Group	66,6	A.I.M. Energy	71,8
Trenta	66,3	Estenergy	69,6
Iren Mercato	63,2	Ascotrade	69,3
A.I.M. Energy	62,0	Flyenergia	65,2
Sinergas S	58,7	Gelsia	63,5
Acam Clienti	58,0	Iren Mercato	63,4
Gelsia	56,2	Bluenergy Group	58,3
Salerno Energia Vendite	54,9	Agsm Energia	58,2
Agsm Energia	54,5	Sinergas	57,9
Flyenergia	53,1	Acam Clienti	57,0
Amg Gas	49,8	Cva Trading A Su	56,3
Egea Commerciale	47,6	Salerno Energia Vendite	51,9
Amga Energia & Servizi	39,3	Prometeo	50,9
Prometeo	37,0	Amg Gas	44,6
		Egea Commerciale	39,7

Fonte: Dati dichiarati dalle aziende di vendita.

La graduatoria (Tav. 7.7) ha offerto una valutazione comparativa, aggiornata periodicamente, dei servizi dalle singole aziende di vendita e ha rappresentato uno stimolo al miglioramento basato sulle performance registrate dalle maggiori aziende di vendita. La graduatoria verrà sostituita da un rapporto annuale sulla qualità dei servizi telefonici, che conterrà: 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; informazioni

in forma aggregata sulla disponibilità dei servizi messi a disposizione dai venditori per gestire i tempi di attesa; informazioni facoltativamente fornite dai venditori sui canali di contatto messi a disposizione dei clienti, sui servizi offerti, per ciascun canale e, se disponibile, una stima degli accessi, per ciascun canale.

L'andamento del punteggio globale IQT di sistema, calcolato sulla base dei singoli punteggi aziendali ponderati sul numero dei clienti di ciascuna azienda, mostra gli effetti migliorativi della regolazione sul sistema nel corso del tempo.

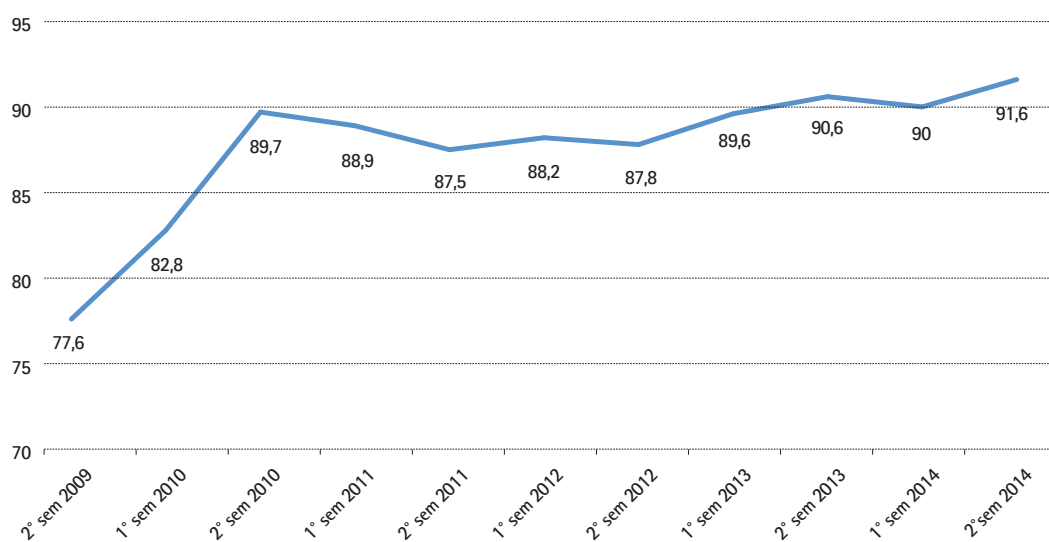


FIG. 7.4

Punteggio globale IQT di sistema

(II semestre 2009 - II semestre 2014)

Fonte: Elaborazione dati dichiarati dalle aziende di vendita.

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, e a vigilare affinché siano 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 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 i reclami dei *prosumer* (ai

sensi della delibera 323/2012/E/com), richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti le indicazioni necessarie per la risoluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

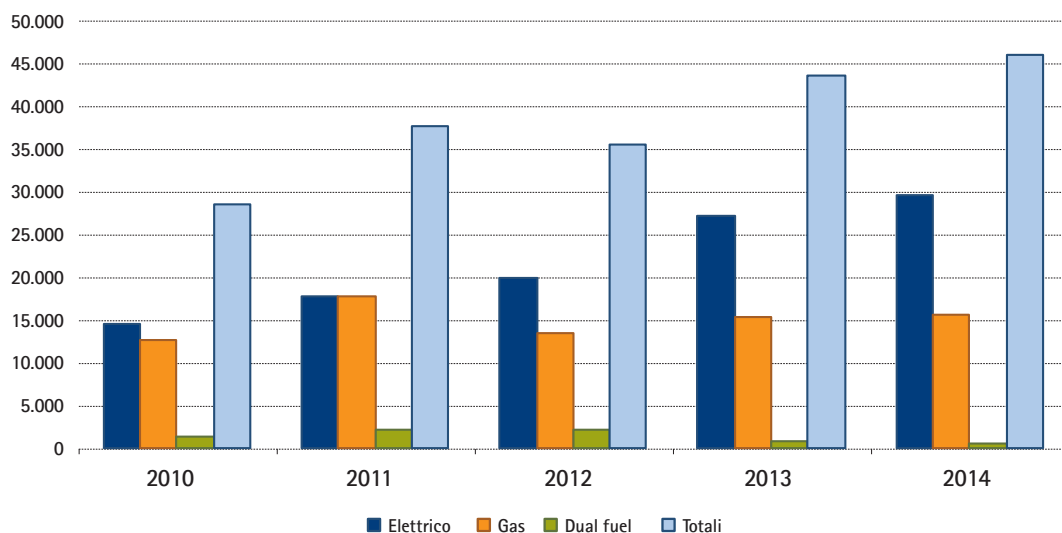
Nella figura 7.5 è illustrato l'andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010,

che evidenzia, negli ultimi due anni, un trend di crescita lento ma costante, legato, presumibilmente, a una maggior attenzione dei clienti finali alla spesa per l'energia e a una maggior consapevolezza dei propri diritti e degli strumenti di tutela individuale a loro disposizione.

Come risulta dalla tavola 7.8, i clienti che si rivolgono allo Sportello sono in prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato dai reclami continua a essere l'elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

FIG. 7.5

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello



Fonte: Sportello.

TAV. 7.8

Reclami allo Sportello suddivisi per tipologia di cliente e per settore

TIPO CLIENTE	2013					2014					2015
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Domestico	81,0%	83,0%	84,0%	81,0%	82,0%	82,0%	79,0%	79,0%	80,0%	80,0%	79,0%
Domestico+ Non domestico	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%
Non domestico	18,0%	17,0%	16,0%	19,0%	18,0%	18,0%	21,0%	21,0%	20,0%	20,0%	21,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Sportello.

		TOTALE CASI PER SETTORE			
		DUAL FUEL	ELETTRICO	GAS	TOTALE
2013	I Trim.	3%	61%	36%	100%
	II Trim.	2%	60%	38%	100%
	III Trim.	1%	65%	34%	100%
	IV Trim.	1%	64%	35%	100%
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%

Fonte: Sportello.

Nel primo trimestre 2014, si è verificato un picco, relativo sia ai nuovi reclami, provenienti dai clienti finali, sia ai c.d. "ritorni", ossia le risposte dei clienti alle richieste di regolarizzazione (integrazione dei reclami irregolari e/o incompleti), ma soprattutto le risposte degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello.

Si sono resi, quindi, opportuni interventi volti al miglioramento della tempestività e dell'efficacia del trattamento dei reclami, anche tenendo conto di alcune criticità evidenziate dalle associazioni rappresentative dei clienti finali, nonché dagli esercenti. Unitamente all'efficacia, è stato perseguito anche l'obiettivo dell'economicità, in quanto, sebbene l'invio di un reclamo allo Sportello, a oggi, non comporti alcun costo diretto per i clienti che vi si rivolgono, c'è tuttavia un onere indiretto, in quanto la copertura dei costi dello Sportello è assicurata dai Conti qualità, alimentati sia tramite le penalità che gli esercenti pagano a fronte di livelli di qualità raggiunti non conformi a quelli previsti dall'Autorità, sia tramite le componenti tariffarie UC₆ per l'energia elettrica e RS per il gas.

L'Autorità ha, quindi, diffuso il documento per la consultazione 20 marzo 2014, 115/2014/E/com, in cui ha espresso gli orientamenti per il miglioramento dell'efficacia e dell'economicità delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello, anche tramite strumenti incentivanti/disincentivanti volti a garantire la

qualità delle attività svolte dai vari soggetti coinvolti, con particolare riguardo:

- alle modalità di presentazione dei reclami e ai canali di contatto con lo Sportello;
- alla qualità e alla tempestività delle risposte degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello;
- alla procedura speciale relativa ai reclami in tema di bonus sociale;
- alla trasparenza e alla *accountability* dei risultati e dei livelli di qualità raggiunti dallo Sportello.

La suddetta consultazione si è conclusa con l'adozione della delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com, che ha apportato modifiche e integrazioni al regolamento di funzionamento dello Sportello, nonché ad alcune disposizioni in tema di reclami e richieste di informazione sull'applicazione del C^{MOR}.

In particolare, con 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 di 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 tramite un modulo predisposto dallo Sportello e mediante modalità telematiche di inoltrato.

Per tutti i soggetti che presentano il reclamo in modalità telematica, è possibile verificare on line lo stato di avanzamento della gestione del reclamo da parte dello Sportello.

Con riferimento alle tempistiche e alle modalità di risposta degli esercenti e del Gestore dei servizi energetici (GSE) alle richieste di informazioni dello Sportello, sono stati previsti, tra l'altro:

- l'obbligo di adesione a un portale *ad hoc* per tutti gli esercenti e per il GSE;
- la possibilità, per lo Sportello, di inoltrare in alcuni casi le proprie richieste direttamente al distributore competente, anche in assenza di un preventivo reclamo al distributore stesso;
- il calcolo di un indicatore prestazionale relativo alla qualità della risposta degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello, articolando le tipologie di risposta e il conseguente punteggio in relazione alla tempestività, all'eshaustività e ai tempi di risoluzione della problematica del cliente o del *prosumer* indicati dall'esercente (in relazione alle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione e all'esigenza di approfondire i possibili effetti dell'introduzione di ulteriori strumenti reputazionali, la pubblicazione comparativa dell'indicatore prestazionale è stata rinviata a un momento successivo).

Relativamente alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*, è stata introdotta la pubblicazione, con cadenza almeno semestrale, nel sito web dello Sportello, dei livelli di qualità previsti dal Progetto Sportello e raggiunti dallo Sportello, nonché dei risultati delle rilevazioni della *customer satisfaction*, e l'eventuale applicazione di una penalità a valere sui costi riconosciuti per lo svolgimento delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello, nel caso di mancato rispetto del livello di servizio relativo alla qualità delle comunicazioni inviate dal medesimo Sportello.

Con la delibera 11 dicembre 2014, 605/2014/E/com, sono state apportate ulteriori modifiche al regolamento dello Sportello (con decorrenza 1 luglio 2015). In particolare, è stata modificata la definizione di *prosumer*, ai fini di armonizzazione con la procedura di cui alla delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, di approvazione della disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli

operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, trasporto, stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione.

Anche nel corso del 2014, lo Sportello ha gestito due procedure speciali di reclamo, relativamente alle quali l'Autorità ha previsto determinate tempistiche di risposta: si tratta, in particolare, della procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti, di cui alla Parte III dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 153/2012/R/com, e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario, di cui alla delibera 99/2012/R/eel.

La procedura prevista dagli artt. 8 e 9 dell'Allegato A alla delibera 153/2012/R/com è stata modificata con la delibera 266/2014/R/com, per adeguarla alle nuove previsioni del Codice di consumo, come modificato dal decreto legislativo n. 21/14, di recepimento della direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori. Tale procedura è finalizzata alla conciliazione volontaria tra fornitore apparentemente "non voluto" e cliente finale mediante *switching back* (ripristino del contratto ancora in essere con il venditore precedente). Essa si applica su base volontaria e gratuita per il cliente, non è finalizzata all'accertamento di contratti non richiesti e non è né sovrapponibile, né alternativa alla tutela giudiziaria o al ricorso presso l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

La procedura speciale attiva per il corrispettivo di morosità ha confermato una crescita di richieste nel 2014, legata, presumibilmente, all'incremento del fenomeno della morosità, che sta tuttora interessando il mercato dell'energia in Italia.

Sempre in virtù delle modifiche apportate dal regolamento, dall'inizio di gennaio 2015 lo Sportello è chiamato a gestire un'ulteriore procedura speciale per i reclami in tema di bonus sociale, nei casi di mancata validazione o mancata erogazione, in presenza di tutti i requisiti previsti dalla normativa.

Infine, con la delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel – con la quale sono state definite disposizioni funzionali all'acquisizione della titolarità di un punto di prelievo attivo da parte di un cliente finale – è stato attribuito allo Sportello un nuovo compito di supporto informativo al consumatore. Infatti, il cliente finale, che non sia nelle condizioni di accedere alle informazioni utili a identificare la controparte commerciale preesistente, può rivolgersi allo Sportello presentando apposita richiesta accompagnata dalla dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, con riferimento al possesso dei titoli relativi all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014, le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 29.840 (pari al 64% del totale), con un lieve aumento rispetto al 2013. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali in valore assoluto sono raddoppiate (Tav. 7.9). Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 7.10, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2014 sono, nell'ordine: i contratti, la fatturazione, il bonus e il mercato. Rispetto all'anno 2013, si nota la crescita delle comunicazioni relative alla fatturazione e al bonus, che sembra dovuto, tuttavia, all'incremento generalizzato delle comunicazioni allo Sportello. Si rilevano, invece, un sensibile aumento delle comunicazioni relative ai contratti e una diminuzione dell'argomento "mercato".

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di emissione delle bollette e ai conguagli; quelle relative all'argomento "mercato" afferiscono, invece, soprattutto alle problematiche inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, alla doppia

fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica "mercato" sono compresi i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/R/com, di cui si è data evidenza nel precedente paragrafo.

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 problematiche emerse hanno riguardato le volture e soprattutto la morosità, compreso in particolare il tema del corrispettivo di morosità (C^{MOR}) nell'ambito del sistema indennitario, che hanno avuto un sensibile aumento nel 2014, come già esposto nel precedente paragrafo. Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente i subentri, 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 2015. Vengono, tuttavia, tralasciati commenti e valutazioni relativi al trend dei reclami per argomento, in quanto si ritiene preferibile una valutazione dei dati dell'intero anno.

	2013		2014		I TRIM. 2015	
	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	25.890	41.779	26.560	42.448	6.325	9.929
Richieste di informazioni	1.634	2.210	3.280	3.875	933	1.095
TOTALE COMUNICAZIONI	27.524	43.989	29.840	46.323	7.258	11.024

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello.

TAV. 7.9

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

TAV. 7.10

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2013						
Fatturazione	2.061	1.785	1.537	1.780	7.163	26%
Mercato	1.144	1.354	1.430	1.579	5.507	20%
Bonus	821	1.107	1.515	1.348	4.791	17%
Contratti	1.411	1.205	1.219	1.875	5.710	21%
Allacciamenti/Lavori	305	284	360	439	1.388	5%
Qualità tecnica	180	177	180	163	700	3%
Misura	189	130	110	139	568	2%
Prezzi e tariffe	132	126	79	101	438	2%
Qualità commerciale	56	105	112	153	426	2%
<i>Prosumer</i>	138	138	174	125	575	2%
Non competenza	93	49	73	43	258	1%
TOTALE	6.530	6.460	6.789	7.745	27.524	100%
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>Prosumer</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				1.995	27%
Mercato	926				926	13%
Bonus	1.117				1.117	15%
Contratti	2.182				2.182	30%
Allacciamenti/Lavori	243				243	3%
Qualità tecnica	184				184	3%
Misura	173				173	2%
Prezzi e Tariffe	120				120	2%
Qualità commerciale	54				54	1%
<i>Prosumer</i>	151				151	2%
Non competenza	113				113	2%
TOTALE	7.258				7.258	100%

Fonte: Sportello.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014, le comunicazioni relative al settore gas sono state 15.884 (circa il 34%). Rispetto al 2013, il numero di comunicazioni è quindi sostanzialmente lo stesso. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tav. 7.11).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2014 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: il bonus, la fatturazione, il mercato e i contratti (Tav. 7.12).

Rispetto all'anno 2013, si notano, in particolare, un ulteriore - sia pur lieve - decremento dei reclami sul bonus gas e un aumento, più che proporzionale all'andamento generale di crescita dei reclami, di quelli relativi sia a contratti, sia ad allacciamenti e lavori.

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", la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, problematiche relative al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione. Nella tematica "mercato" sono compresi i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/R/com, di cui si è data evidenza nel paragrafo precedente a quello del settore elettrico.

Con riferimento all'argomento "contratti", la maggior parte della comunicazioni ha riguardato la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura. Infine, con riferimento all'argomento "allacciamenti e lavori", i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

	2013		2014		I TRIM. 2015	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	15.114	41.779	15.291	42.448	3.532	9.929
Richieste di informazioni	534	2.210	593	3.875	161	1.095
TOTALE COMUNICAZIONI	15.648	43.989	15.884	46.323	3.693	11.024

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello.

TAV. 7.11

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

TAV. 7.12

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2013						
Fatturazione	1.602	1.468	1.264	1.420	5.754	37%
Mercato	440	527	509	529	2.005	13%
Bonus	942	1.350	1.055	1.159	4.506	29%
Contratti	407	411	411	625	1.854	12%
Allacciamenti/Lavori	121	149	132	225	627	4%
Qualita tecnica	10	8	6	8	32	0%
Misura	74	57	73	82	286	2%
Prezzi e tariffe	34	40	45	47	166	1%
Qualita commerciale	40	46	40	72	198	1%
Non competenza	59	70	50	41	220	1%
TOTALE	3.729	4.126	3.585	4.208	15.648	100%
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	5.275	3.529	3.305	3.775	15.884	100%
Anno 2015						
Fatturazione	1.377				1.377	37%
Mercato	585				585	16%
Bonus	682				682	18%
Contratti	588				588	16%
Allacciamenti/Lavori	216				216	6%
Qualita tecnica	2				2	0%
Misura	93				93	3%
Prezzi e tariffe	42				42	1%
Qualita commerciale	69				69	2%
Non competenza	39				39	1%
TOTALE	3.693				3.693	100%

Fonte: Sportello.

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 2014, il loro numero complessivo ammonta a 599, pari a circa l'1% del totale. Si riscontra, pertanto, rispetto al 2013, una diminuzione delle comunicazioni riguardanti detta tipologia di fornitura. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero di richieste di informazioni e dei reclami (Tav. 7.13).

Benché si tratti di numeri modesti, il numero più significativo di reclami riguarda l'argomento "mercato", in aumento rispetto al 2013: presumibilmente, ciò è legato alla diffusione di offerte commerciali riguardanti entrambi i servizi.

Seguono, nell'ordine, i reclami relativi alla fatturazione e ai contratti, con sensibile diminuzione rispetto al 2013.

Numeri assai modesti sono, infine, quelli delle comunicazioni inerenti a prezzi e tariffe, allacciamenti e lavori e qualità commerciale (Tav. 7.14).

	2013		2014		I TRIM. 2015	
	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	775	41.779	597	42.448	72	9.929
Richieste di informazioni	42	2.210	2	3.875	1	1.095
TOTALE COMUNICAZIONI	817	43.989	599	46.323	73	11.024

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

TAV. 7.13

Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

TAV. 7.14

Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2013, nel 2014 e nel I trimestre 2015

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2013						
Fatturazione	162	94	77	68	401	49%
Mercato	111	59	43	44	257	31%
Bonus	12	1	5	14	32	4%
Contratti	54	12	12	10	88	11%
Allacciamenti/Lavori	1	0	1	0	2	0%
Qualità tecnica	1	0	0	0	1	0%
Misura	1	0	1	0	2	0%
Prezzi e tariffe	12	5	1	3	21	3%
Qualità commerciale	2	0	0	1	3	0%
Non competenza	10	0	0	0	10	1%
TOTALE	366	171	140	140	817	100%
Anno 2014						
Fatturazione	67	30	30	37	164	27%
Mercato	108	118	107	64	397	66%
Bonus	9	3	1	2	15	3%
Contratti	6	4	3	6	19	3%
Allacciamenti/Lavori				0	0%	6%
Qualità tecnica				0	0%	0%
Misura				0	0%	2%
Prezzi e tariffe	1		1	2	0%	1%
Qualità commerciale			1	1	0%	1%
Non competenza			1	1	0%	1%
TOTALE	191	155	141	112	599	100%
Anno 2015						
Fatturazione	31				31	42%
Mercato	34				34	47%
Bonus					0	0%
Contratti	7				7	10%
Allacciamenti/Lavori					0	0%
Qualità tecnica					0	0%
Misura					0	0%
Prezzi e tariffe					0	0%
Qualità commerciale	1				1	1%
Non competenza					0	0%
TOTALE	73	0	0	0	73	100%

Fonte: Sportello.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Il costante e progressivo sviluppo del mercato energetico, alla luce dei principi di concorrenza e competitività, ha determinato un arricchimento delle aspettative dei clienti finali, con particolare riferimento alla qualità del servizio ricevuto e al rispetto dei propri diritti: tale maggiore consapevolezza accresce, tra l'altro, la richiesta di procedure efficienti e celeri per risolvere le eventuali controversie che insorgono nel rapporto con un operatore. La disponibilità di strumenti alternativi al ricorso alla magistratura ordinaria, rapidi e non onerosi, per risolvere le predette controversie, incrementa la fiducia del cliente finale nell'effettivo ed efficace funzionamento del mercato energetico, rappresenta uno strumento di promozione della concorrenza e realizza l'effettività della tutela del cliente medesimo nel rapporto contrattuale, assicurando l'accesso agevole alla giustizia.

Il Servizio conciliazione è stato istituito dall'Autorità con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com e s.m.i. (con la quale è stata anche approvata la disciplina operativa), in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11; è gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico ed è operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016.

Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente on line (www.conciliazione.energia.it) e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione e, in virtù di appositi incontri di formazione e aggiornamento organizzati periodicamente dall'Autorità in collaborazione con l'Acquirente unico, anche nelle materie energetiche. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è già in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution*

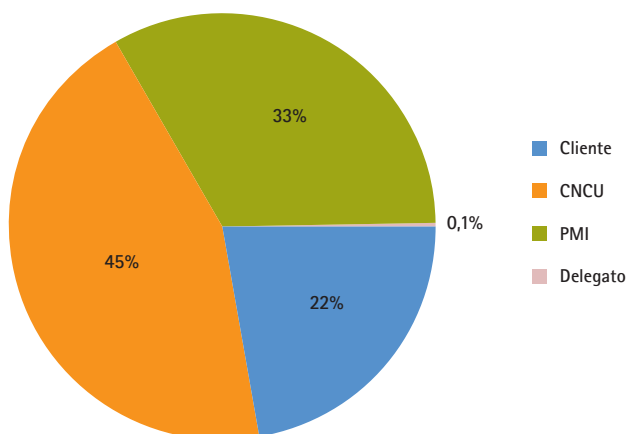
(ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE, che sarà recepita dagli Stati membri entro il 9 luglio 2015.

Nel secondo anno di sperimentazione, l'Autorità ha proseguito nella predisposizione di specifici interventi di efficientamento del Servizio conciliazione, anche sulla base dei riscontri pervenuti dagli *stakeholders* in merito al funzionamento della procedura, e tenuto altresì conto della progressiva diffusione dello strumento – con conseguente incremento dei volumi in ingresso – fra i clienti finali. Con la delibera 605/2014/E/com, preceduta dal documento per la consultazione 31 luglio 2014, 377/2014/E/com, e da un'apposita riunione del gruppo di lavoro istituito con determina 28 giugno 2012, 9/2012 – DCOU (composto da rappresentanti delle associazioni dei consumatori designati dal CNCU, da rappresentanti delle associazioni dei clienti non domestici e da rappresentanti delle associazioni degli operatori), l'Autorità ha adottato, fra l'altro, le seguenti misure, che saranno operative dall'1 luglio 2015:

- l'estensione ai *prosumer* (produttori e consumatori), da un lato, del Servizio conciliazione per le controversie nei confronti di venditori, distributori e GSE; dall'altro, per le sole controversie, in qualità di produttori nei confronti dei gestori della rete, della procedura giustiziale di reclamo presso l'Autorità (delibera 188/2012/E/com e s.m.i.). Tale procedura è accessibile, per i soli titolari di impianti fino a 0,5 MW, previo esperimento, in alternativa, di un tentativo di conciliazione con esito negativo presso il Servizio conciliazione, oppure di una procedura di reclamo presso lo Sportello. I titolari di impianti di potenza superiore a 0,5 MW possono accedere direttamente alla predetta procedura giustiziale;
- l'introduzione di un obbligo partecipativo per gli esercenti la maggior tutela, i distributori e il GSE, quest'ultimo limitatamente

FIG. 7.6

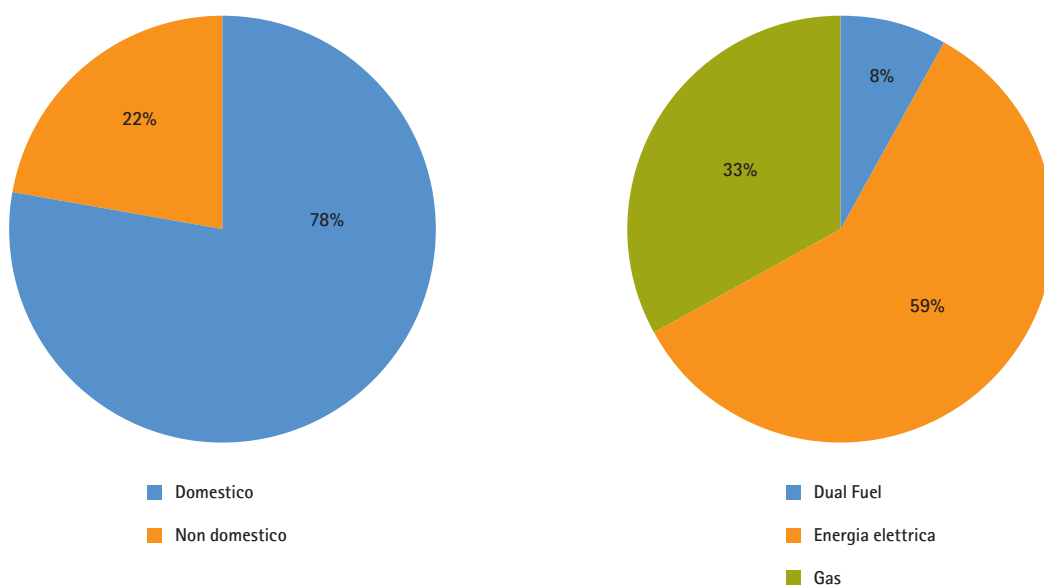
Canali di attivazione del Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.7

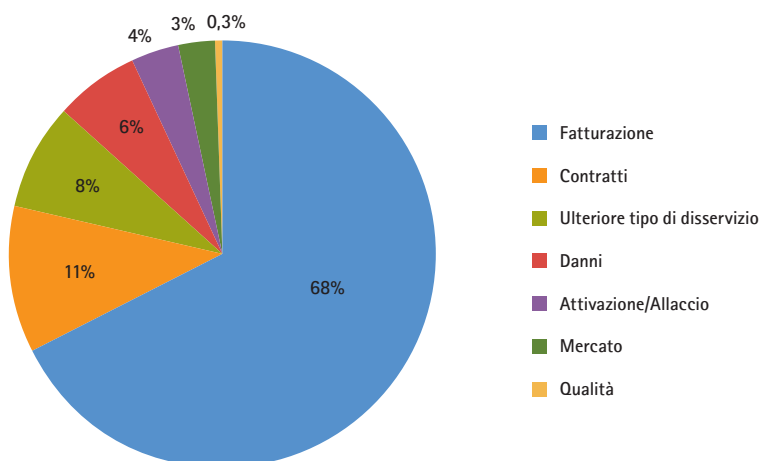
Tipologia cliente e settore
Dettaglio



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.8

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

alle materie regolate (scambio sul posto e ritiro dedicato), alle procedure conciliative attivate presso il Servizio conciliazione da clienti finali e *prosumer*;

- con riferimento alla disciplina del Servizio conciliazione, l'ampliamento delle ipotesi di chiamata del distributore in qualità di ausilio tecnico da parte del venditore, 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; fra queste, la possibilità per il Servizio conciliazione medesimo, in aggiunta alla facoltà già concessa alle parti, di disporre una proroga di 30 giorni del termine massimo per la conclusione della procedura (pari a 90 giorni), anche su richiesta del conciliatore che ravvisi la complessità della controversia, dandone apposita e preventiva comunicazione alle parti;
- la convocazione di appositi incontri tecnici con gli *stakeholders* per individuare e approfondire costi, casistiche, modalità e ogni altro elemento utile per l'implementazione di un meccanismo di attivazione del Servizio conciliazione da parte degli operatori.

Nei primi due anni di sperimentazione (1 aprile 2013 – 31 marzo 2015), il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 2.506 richieste di attivazione. Come si evince dalla figura 7.6, Il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (45%), per la cui attività di assistenza e di eventuale rappresentanza è riconosciuto 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 (tale progetto è stato prorogato anche per gli anni 2015 e 2016). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 33% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 22% dei casi.

La maggior parte di richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica (Fig. 7.7). Dall'aggregazione di questi ultimi dati si ricava,

inoltre, la prevalenza del cliente domestico sia nel settore elettrico (69%), sia in quello gas (90%).

Per quanto concerne i dati relativi al valore e alle materie oggetto delle controversie azionate presso il Servizio conciliazione, occorre premettere, in primo luogo, che la loro indicazione, all'interno del *format* on line di attivazione della procedura, è rimessa alla discrezionalità del cliente finale (o al suo delegato) e, in secondo luogo, che l'indicazione del valore della controversia è facoltativa e, se effettuata, non è vincolante ai fini dell'eventuale contenuto dell'accordo finale fra le parti.

Il 68% delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha avuto a oggetto controversie attinenti alla materia della fatturazione (Fig. 7.8), che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

Con riferimento al valore stimato della controversia, esso è stato indicato nel 57% delle controversie azionate: di queste, il 64% non ha superato i 2.000 € (soglia delle *small claims* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità).

La percentuale di richieste di attivazione ammesse al Servizio conciliazione è pari al 78%; i casi di inammissibilità (21%) sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. L'1% del totale, infine, è stato oggetto di rinuncia da parte dell'attivante.

L'adesione dell'operatore (esercente la vendita o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente finale presso il Servizio conciliazione avviene su base volontaria, a meno che l'operatore medesimo non si sia impegnato alla partecipazione biennale al Servizio tramite iscrizione nell'apposito elenco ADR pubblicato nel sito web dell'Autorità. A oggi, l'adesione in elenco, con impegno a partecipare, riguarda 23 operatori, tra i quali figurano anche quattro operatori di rilievo, che rappresentano una importante fetta di mercato. Ciò premesso, nel 44% delle richieste ammesse, l'operatore ha aderito alla procedura (confermando, inoltre, la *best practice* di sospendere, in corso di procedura, le eventuali azioni di recupero dei crediti vantati): tali controversie si sono concluse con esito positivo nell'88% dei casi, percentuale che arriva al 92% se si prendono in considerazione gli operatori iscritti nell'elenco ADR. Il 56% di non adesioni, invece, è riconducibile principalmente a tre grandi operatori, uno dei quali si

è impegnato ad aderire per un biennio alle procedure presso il Servizio conciliazione entro sei mesi dalla comunicazione della delibera 16 ottobre 2014, 492/2014/S/gas (cfr. il paragrafo "Procedimenti sanzionatori e prescrittivi" del Capitolo 6), che ne ha approvato gli impegni a chiusura di uno specifico procedimento sanzionatorio.

Per quanto concerne la diffusione del Servizio conciliazione, è stata data pubblicizzazione alla procedura tramite i consueti canali istituzionali, nonché per mezzo di un apposito convegno organizzato dall'Autorità il 23 maggio 2014, dal titolo *Servizio conciliazione energia dell'Autorità: the Alternative Dispute Revolution*, che ha avuto a oggetto il primo anno di operatività del Servizio medesimo e che ha visto la partecipazione di esperti della materia e di numerosi *stakeholders* interessati.

Sempre in tema di informazione, è stata arricchita la pagina web del sito internet dell'Autorità – dedicata alle procedure ADR per i clienti finali dei settori regolati dall'Autorità – con uno specifico *tutorial* (operativo da febbraio 2015) che accompagna il cliente nell'utilizzo della piattaforma on line del Servizio conciliazione e con una sezione con i dati sull'andamento semestrale del Servizio medesimo. In tutto il 2014, risultano circa 50.000 visualizzazioni di pagine relative alla conciliazione (e circa 13.000 nel I trimestre del 2015), con riferimento sia all'apposita pagina del sito web dell'Autorità, compreso l'elenco ADR, sia all'*Atlante dei diritti del*

consumatore di energia; mentre per quanto riguarda le chiamate al *call center* dello Sportello, nel 2014, si sono registrate 18.286 richieste di informazioni in merito alla conciliazione (4.722 nel I trimestre 2015).

In una prospettiva internazionale, invece, sono stati avviati i contatti con il *network* europeo NEON (*National Energy Ombudsmen Network*), al fine di permettere uno scambio di esperienze e *best practices* con organismi che vantano una forte tradizione e altrettanta cultura in tema di ADR, nonché di realizzare un presidio comunitario di settore, anche con riferimento alla direttiva 2013/11/UE sull'ADR per i consumatori.

Relativamente alle altre procedure di risoluzione stragiudiziale delle controversie, specifiche per i settori energetici, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare le conciliazioni paritetiche, 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. Le conciliazioni paritetiche sono incluse nell'elenco ADR di cui sopra e, inoltre, specifiche informazioni su queste procedure sono disponibili nella predetta pagina web, dedicata alle procedure di risoluzione alternativa delle controversie per i clienti energetici.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute

A partire dall'1 gennaio 2014, le modalità applicative e la disciplina dei bonus elettrico e gas per i clienti domestici in condizione di disagio economico e/o fisico sono confluite nel *Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta*

dai clienti domestici disagiati per la fornitura di energia elettrica e gas (TIBEG), approvato in allegato alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com¹¹. Il TIBEG ha anche introdotto alcune iniziali misure di efficientamento, che hanno trovato implementazione nel

¹¹ La delibera 402/2013/R/Com e il relativo Allegato A hanno accorpato e parzialmente innovato la normativa precedente riconducibile principalmente alle delibere 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, e 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10, come successivamente interate e modificate.

	NORD-EST	NORD-OVEST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico	184.000	126.998	144.244	346.400	157.765
%	19,2	13,2	15,0	36,1	16,5
Gas	158.256	109.284	109.239	196.320	51.134
%	25,4	17,5	17,5	31,4	8,2
Gas/Elt %	86,0	86,0	76,0	56,7	32,4

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige e Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise e Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

Fonte: SGATe.

	TOTALE	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
2012	100	17,5	12,4	13,3	37,6	19,3
2013	100	19,0	13,1	14,6	36,2	17,1
2014	100	19,2	13,2	15,0	36,1	16,5

Fonte: SGATe.

corso del 2014, come la possibilità di presentare contemporaneamente la domanda per il bonus elettrico e quella per il bonus gas, una semplificazione delle modalità di rinnovo e la revisione della disciplina relativa al riconoscimento degli utilizzi finali del gas ai fini del bonus. È stato anche rivisto il portale già dedicato ai cittadini e ripresa una campagna nazionale televisiva volta a diffondere fra i potenziali destinatari la conoscenza del bonus.

Nel corso del 2014, complessivamente, il numero di bonus erogati è stato pari a 1,6 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 90% delle famiglie che hanno usufruito del bonus gas ha anche ottenuto il bonus elettrico; pertanto, si stima che le famiglie complessivamente coinvolte nell'anno siano state poco più di un milione.

In termini di allocazione geografica, nel 2014, i clienti con una agevolazione in corso erano ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 7.15, che pone anche in evidenza come, nelle aree Sud e Isole, i beneficiari

del bonus elettrico che usufruiscono anche del bonus gas sono molto meno di quelli nelle aree Nord. Nell'area Sud, solo poco più della metà delle famiglie ha richiesto sia il bonus elettrico, sia quello gas, laddove tale rapporto sale all'86% nell'area Nord-Est e Nord-Ovest.

Bonus elettrico

Dall'avvio del meccanismo nel 2008 e fino al 31 dicembre 2014, il numero di famiglie che ha ottenuto per almeno un anno il bonus risulta essere circa 2,3 milioni, per oltre il 50% localizzate nelle macro-aree Sud e Isole (Tav. 7.16).

Le famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico nel corso del 2014 rappresentano un valore compreso fra il 2,7% nel Nord-Ovest e il 6,6% nel Sud del totale delle famiglie censite dall'Istat nella relativa area geografica.

Con riferimento alla numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia una stabile prevalenza dei nuclei con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose¹², quelle con almeno quattro figli fiscalmente a carico, nei tre anni considerati hanno rappresentato invece una media del 2,6% del totale delle famiglie interessate (Tav. 7.17).

TAV. 7.15

Ripartizione delle famiglie beneficiarie dei bonus nel 2014 per area geografica^(A)

TAV. 7.16

Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione, ripartite per macroarea
Percentuale bonus elettrico

¹² La definizione di famiglia numerosa è contenuta all'art. 3, comma 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

TAV. 7.17

Famiglie per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso
Bonus elettrico

	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

Fonte: SGATe.

TAV. 7.18

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico
€/anno per punto di prelievo

DESCRIZIONE	2012	2013	2014	2015
Numerosità familiare 1-2 componenti	63	71	72	71
Numerosità familiare 3-4 componenti	81	91	92	90
Numerosità familiare oltre 4 componenti	139	155	156	153

TAV. 7.19

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 3kW residente)	173	286	414
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5 kW in su)	407	515	623

Il valore del bonus viene aggiornato ogni anno contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 7.18.

Il valore della compensazione è pari a uno sconto del 20% della spesa media (al netto delle imposte) di una famiglia tipo differenziata per numerosità di componenti¹³.

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 stanziata dal 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 2014 erano 26.134. Nel corso del 2014, non sono state apportate ulteriori modifiche alla relativa disciplina del bonus per disagio fisico, aggiornata nel 2012.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 7.19) 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. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW). L'erogazione del bonus per disagio fisico non è soggetta a richiesta

¹³ Il decreto 28 dicembre 2007 prevede che il bonus produca una riduzione della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente medio pari, indicativamente, al 15%. Pertanto, il valore annuo del bonus viene aggiornato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale della spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento.

	2013			2014		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
Fino a 3 kW	73,7%	8,9%	8,3%	69,2%	11,6%	10%
Da 4,5 kW	6,5%	1,1%	1,5%	6,0%	1,4%	1,8%

Fonte: SGATe.

	TOTALE	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
2012	100	25,0	18,2	16,3	31,7	8,8
2013	100	25,1	17,7	17,3	31,3	8,6
2014	100	25,4	17,5	17,5	31,4	8,2

Fonte: SGATe.

di rinnovo; termina solo quando il soggetto interessato comunica al proprio venditore il cessato utilizzo delle apparecchiature.

Dalla tavola 7.20, si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico. Nel corso del 2014, si è assistito a un incremento delle fasce che includono clienti con un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature rispetto a quello che si era registrato nel 2013.

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 (SGATe), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2014, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 20.278, con un incremento del 72% 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 domande presentate e domande andate a buon fine. In particolare, in media, nel periodo 2011-2014, solo il 54% delle domande inoltrate da INPS è stato ammesso dal sistema e, sempre in media, soltanto il 34% delle stesse domande è stato poi validato dai distributori. Per le

domande inoltrate dai singoli clienti nel medesimo periodo, le relative percentuali sono state del 93% e dell'87%.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2014 usufruivano del bonus gas per disagio economico 624.233 clienti. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono più di 1,3 milioni e, nel 90% dei casi, come già sottolineato, hanno anche usufruito del bonus elettrico. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione è mostrata dalla tavola 7.21, che evidenzia come, rispetto alla ripartizione geografica delle domande elettriche, acquisisce maggior rilevanza l'area Nord-Ovest, mentre in ragione della non metanizzazione della Sardegna, si riduce il peso delle Isole.

I nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico si ripartiscono nel medesimo periodo a seconda della numerosità familiare, con lieve prevalenza, rispetto agli analoghi dati per il settore elettrico, dei nuclei con oltre quattro componenti (Tav. 7.22). Anche la presenza delle famiglie numerose mostra un andamento lievemente più sostenuto (3% contro il 2,6% del settore elettrico).

Le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (44,6%), D (26,4%) e C (24%) e le forniture individuali rappresentano il 95,4% del totale delle forniture gas agevolate. Infine, rispetto al 2013, non si registrano significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo, in cui mantiene una forte dominanza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (83% contro l'82,6% del 2013) (Tav. 7.23).

TAV. 7.20

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico
2013-2014

TAV. 7.21

Famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione ripartite per macroaree
Bonus gas - Percentuale

TAV. 7.22

Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso
Bonus gas

	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

Fonte: SGATe.

TAV. 7.23

Ripartizione del bonus per tipologia di utilizzo del gas

	2013	2014
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura – AC	17,4 %	17%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento – ACR	82,6%	83%

Fonte: SGATe.

TAV. 7.24

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico
€/anno per punto di riconsegna

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI		2015				
		ZONA CLIMATICA ⁽²⁾				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	33 €	33 €	33 €	33 €	33 €
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	80 €	98 €	130 €	162 €	205 €
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	53 €	53 €	53 €	53 €	53 €
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	111 €	144 €	189 €	231 €	297 €

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_T, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono fondi a carico del bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas, per l'anno 2015, sono riportati nella tavola 7.24. Come per l'elettrico, il valore della compensazione viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Segnalazione, misure ulteriori e indagine demoscopica

Con la segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, che ha seguito l'Indagine conoscitiva chiusa con la delibera 27 febbraio 2014, 72/2014/E/com, l'Autorità ha proposto alla Presidenza del

Consiglio dei ministri e ai ministri competenti alcuni aggiustamenti nella disciplina dei bonus elettrico e gas, con particolare riferimento ai criteri di accesso all'agevolazione, alla platea dei destinatari e ai criteri di definizione della compensazione. La segnalazione non conteneva, invece, proposte su possibili modifiche ai livelli soglia dell'ISEE, poiché non erano ancora disponibili dati certi sull'impatto del nuovo metodo di calcolo dell'ISEE introdotto con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159. Con riferimento, poi, all'eventualità di cambiare i criteri di definizione del bonus elettrico, in ottemperanza a quanto previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, la segnalazione rinviava ai necessari approfondimenti, da compiersi nell'ambito del processo di consultazione avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel.

Per una disamina più approfondita dei contenuti della segnalazione, si rinvia al Capitolo 1 di questo Volume.

A partire dalla seconda metà del 2014, l'Autorità:

- ha posto in essere una campagna informativa congiunta con la Presidenza del Consiglio dei ministri e il Ministero dello sviluppo economico, che si è svolta nel periodo 15-31 ottobre 2014, attraverso spot trasmessi sulle reti Rai;
- nell'ambito dei Progetti finanziati con il Fondo sanzioni (vedi il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici"), ha proposto al Ministro dello sviluppo economico un progetto volto a trasferire alle organizzazioni del terzo settore, che sul territorio si occupano stabilmente di disagio economico, le informazioni necessarie a diffondere la conoscenza del bonus; progetto poi approvato dal medesimo ministro;
- ha diffuso il documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 468/2014/R/com, che delinea alcuni orientamenti per la definizione di misure in grado di consentire ai clienti economicamente svantaggiati di far meglio fronte a situazioni di temporanea difficoltà e di utilizzare in maniera virtuosa il mercato, aiutandoli a scegliere l'offerta che consenta di ridurre le proprie spese di energia elettrica e gas;
- ha avviato due Indagini: la prima volta ad approfondire le modalità di prelievo dei clienti elettrici e gas che risultano essere già beneficiari di un bonus per disagio economico; la seconda orientata a misurare direttamente la soddisfazione di un gruppo di questi medesimi clienti.

Con riferimento al documento per la consultazione 468/2014/R/com, in particolare, gli orientamenti si focalizzano sulle seguenti misure:

- rateizzazione dei corrispettivi dovuti per il consumo di energia elettrica e gas naturale per limitare situazioni di morosità o distacco;
- modalità di erogazione del bonus gas in bolletta;
- strumenti per favorire la scelta dell'offerta che garantisce la minor spesa.

Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/com, il documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, prevede anche la raccolta di elementi utili

per formulare proposte in tema di bonus sociale, come prefigurato dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14.

In particolare, sono state illustrate diverse ipotesi volte a minimizzare, fino a neutralizzarlo, l'impatto della eliminazione della progressività e dei sussidi incrociati nelle tariffe di rete per le famiglie che possono accedere al bonus sociale. Le ipotesi illustrate, in riferimento ai profili di consumo rilevanti per il bonus sociale, hanno simulato l'impatto di una diversa modulazione dello sconto o, in alternativa, di criteri differenti per definirlo. In particolare, le ipotesi illustrate prevedono l'introduzione di:

- uno sconto uguale per i tre i profili di prelievo rilevanti per il bonus sociale e, in particolare, un innalzamento del livello di sconto, oggi previsto al 20%, in modo da consentire la neutralizzazione dell'impatto della riforma in termini di aumento di spesa, avendo a riferimento il profilo più svantaggiato. Le ipotesi illustrate si riferiscono a un innalzamento dello sconto al 40% o al 30%;
- una articolazione degli sconti per singolo profilo di prelievo, che intervenga in modo più puntuale nella neutralizzazione dell'impatto profilo per profilo;
- definizione di livelli di bonus parametrati, in modo tale da garantire una riduzione della spesa annua pari alla spesa derivante dal pagamento delle componenti fiscali (accise) o parafiscali (oneri generali di sistema A, UC, MCT).

Infine, per quanto riguarda le Indagini in corso sui prelievi e sulla *customer satisfaction*, è stato selezionato un campione di circa 10.000 clienti rappresentativo, per distribuzione geografica e per numero di componenti familiari, dell'universo degli attuali clienti che beneficiano del bonus. Il campione tiene anche conto, nella sua composizione, del rapporto tra i clienti cui è stato riconosciuto sia il bonus elettrico, sia quello gas e i clienti che si avvantaggiano soltanto del bonus elettrico. I risultati delle due Indagini confluiranno, insieme alla raccolta degli elementi utili per formulare proposte in tema di bonus sociale di cui al documento per la consultazione 34/2015/R/eel, in una ulteriore segnalazione alla Presidenza del Consiglio dei ministri e ai ministri competenti.

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie

Con la delibera 7 agosto 2014, 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per pervenire a una migliore e più efficace gestione delle controversie, a partire dal sistema di tutele oggi in essere. L'attuale sistema di gestione delle controversie prevede un primo livello, in cui il cliente, che è incorso in un disservizio, si rivolge (direttamente o assistito da una associazione dei consumatori o da un altro soggetto) al proprio fornitore; e un secondo livello, in cui il cliente, che non ha risolto il proprio problema per la mancata o insoddisfacente risposta da parte del fornitore, ha a disposizione vari strumenti: può rivolgersi, infatti, allo Sportello, appositamente deputato a trattare i reclami di secondo livello o, in alternativa, al Servizio conciliazione, che rende disponibile una procedura di conciliazione on line cui gli operatori del mercato libero aderiscono volontariamente, mentre i distributori e gli esercenti la maggior tutela dovranno obbligatoriamente aderire a partire da luglio 2015. Sempre al secondo livello, sono disponibili le procedure di conciliazione paritetica, ossia le procedure conciliative definite nell'ambito di Protocolli d'intesa volontari fra associazioni dei consumatori e singoli esercenti.

Gli strumenti a tutela dei consumatori appena descritti, avviati in momenti diversi, hanno tutti ormai superato la fase di prima sperimentazione, producendo i risultati auspicati, ma evidenziando anche alcune criticità. Si è imposta, pertanto, la necessità di analizzarli nel loro complesso, con riferimento al grado di conseguimento degli obiettivi che si erano prefissati, alle reciproche interazioni, alle cause di criticità, con il fine di evidenziare possibili nuovi paradigmi di sviluppo in un'ottica di semplificazione

per il cliente finale e di riduzione dei costi complessivi associati alla gestione delle controversie. Il procedimento, avviato con la predetta delibera 410/2014/E/com, ha anche lo scopo di consentire ai clienti finali di acquisire una miglior consapevolezza nella scelta dello strumento di risoluzione individuale più adatto alla natura della controversia e all'interesse da tutelare, nonché di pervenire a una più rapida e meno onerosa gestione dei reclami, sia tramite una più puntuale assistenza ai clienti finali medesimi, sia tramite aggiornamenti della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita, misura e distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica. Un profilo contemplato dal provvedimento di avvio è anche la valutazione dell'estensione degli strumenti di risoluzione delle controversie ai nuovi settori affidati alla regolazione dell'Autorità.

Al citato provvedimento di avvio, sono state allegate le *Linee guida*, al fine di favorire un primo confronto con i soggetti interessati. Tale confronto ha avuto luogo durante l'audizione del 7 ottobre 2014, da cui sono emerse posizioni dei diversi *stakeholders* non sempre conciliabili. Sul punto sta per essere predisposto un primo documento per la consultazione e contemporaneamente si stanno studiando alcuni miglioramenti da apportare agli strumenti già attivi, quali lo Sportello (cfr. il paragrafo "Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori") e il Servizio conciliazione (cfr. il paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie"), oltre che una riqualificazione ulteriore degli sportelli delle associazioni dei consumatori che partecipano al progetto "Diritti a viva voce", finanziato con i Fondi sanzione.

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, delibera 10 luglio 2014, 337/2014/I/efr, l'Autorità ha analizzato alcuni aspetti afferenti al mercato dei Titoli di efficienza energetica (TEE), con riferimento alle competenze a essa assegnate e a quelle relative alla gestione operativa del meccanismo attribuite al GSE a partire dal 2013.

Il Rapporto contiene analisi e commenti generali e prospettici in merito all'evoluzione del meccanismo e considerazioni relative al mercato, alle strategie adottate dagli operatori, nonché all'impatto del meccanismo stesso sulle bollette elettriche e del gas, in grado di fornire elementi utili per le future scelte regolatorie e normative. In particolare, nel Rapporto sono presenti, oltre a una sintetica descrizione degli elementi essenziali del meccanismo dei TEE:

- una rassegna dei risultati conseguiti e delle prospettive future del meccanismo, da cui si evidenzia come sono progressivamente e 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 sia di poter calcolare il contributo tariffario da erogare nei confronti dei distributori adempienti agli obblighi (mediante la prima applicazione dei nuovi criteri approvati con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr), sia di verificare l'assenza di comportamenti speculativi, evidenziando tra l'altro alcune considerazioni relative al picco nei prezzi di scambio dei TEE registrato tra febbraio e marzo 2014;
- i dati di sintesi relativi agli interventi di cogenerazione ad alto rendimento e ai TEE di tipo II-CAR da essi derivanti, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- le indicazioni in merito 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 gas naturale soggetta agli obblighi.

Al fine di adempiere a tale compito, nel settembre 2014 l'Autorità ha disposto l'avvio della raccolta dei dati relativi alle quantità di

energia elettrica e gas naturale distribuite nell'anno solare 2013, secondo le modalità definite nella delibera 19 settembre 2013, 391/2013/R/efr.

Successivamente, con la determinazione del Direttore Infrastrutture del 29 dicembre 2014, 24/2014 - DIUC, l'Autorità ha trasmesso al ministero e al GSE i dati e le informazioni raccolti, necessari per la successiva determinazione, mediante decreto ministeriale, delle quote relative all'obiettivo totale per l'anno 2015 (pari a 7,75 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato.

Per quanto riguarda l'anno 2013, 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 CCSE i risultati della verifica del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico da parte di ciascun operatore.

I TEE consegnati hanno consentito di coprire il 79,9% dell'obiettivo complessivo 2013, oltre che di completare il raggiungimento di 59 dei 60 obiettivi dell'anno precedente. In particolare:

- un distributore di gas naturale non ha inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo, così come già era avvenuto per l'anno precedente; per questo motivo è stato oggetto dell'avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazione (delibera 11 dicembre 2014, 607/2014/S/efr);
- 44 distributori hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2013, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa, ma nessun distributore ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE

inferiore al 50% del proprio obiettivo, soglia minima per non incorrere in sanzioni.

Sulla base di tali esiti, la CCSE ha corrisposto il contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2013, per 388.988.168 € a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 325.378.963 € a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CCSE ai distributori obbligati nel corso dei primi nove anni di funzionamento del meccanismo è risultato, dunque, pari a 2.549 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di 26.430.119 TEE totali. Il costo medio unitario è risultato pari a circa 96 €/tep.

8.

Comunicazione,
organizzazione e risorse

intersettoriale

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability, trasparenza, semplificazione ed efficienza rappresentano gli obiettivi che hanno orientato, fin dalla sua costituzione, l'attività e l'agire dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e sono riconducibili al novero delle funzioni innovative cui l'Autorità stessa attribuisce rilevanza strategica anche per il prossimo futuro.

Nel corso del 2014, l'Autorità ha disposto alcuni specifici interventi riorganizzativi, volti a dare rinnovato impulso allo sviluppo di nuovi strumenti di *accountability* e a garantire il raggiungimento di sempre più pervasivi elementi di trasparenza, anche in applicazione della recente disciplina di contrasto ai fenomeni di corruzione, tra i quali l'individuazione dei presidi organizzativi specificamente dedicati allo sviluppo di dette attività strategiche.

In particolare, con la delibera 27 marzo 2014, 124/2014/A, è stata istituita, a decorrere dall'1 maggio 2014, l'Unità trasparenza e *accountability* (TAC), con il compito di curare, coordinare e controllare l'assolvimento agli obblighi di trasparenza previsti dalla vigente normativa. Successivamente, con la delibera 16 maggio 2014, 210/2014/A, l'Autorità ha adottato il proprio *Regolamento sugli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e assegnazione delle funzioni di responsabile della prevenzione della corruzione*.

Accountability

Con la delibera 16 maggio 2014, 211/2014/A, recante *Linee guida per l'accrescimento dell'accountability dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*, l'Autorità ha avviato un articolato processo che innova e integra il percorso di consultazione e di rendicontazione in merito alla propria attività rivolto agli *stakeholders*,

finalizzato a informare e raccogliere le osservazioni, i pareri e le proposte, coinvolgendoli, ove possibile, nei processi decisionali.

Fra le numerose previsioni della sopracitata delibera 211/2014/A, si richiama quella che modifica le modalità di svolgimento delle audizioni periodiche e speciali dell'Autorità che, assicurando la partecipazione degli *stakeholders* alla definizione e all'aggiornamento del Piano strategico dell'Autorità, promuove il contributo di questi ultimi non solo alla formazione di singoli provvedimenti, ma anche all'individuazione degli indirizzi strategici che orientano l'azione quotidiana dell'Autorità. In coerenza con tale previsione, l'Autorità ha adottato primi elementi di riforma con la delibera 16 maggio 2014, 212/2014/A, per poi addivenire a una revisione organica del regolamento delle audizioni con l'adozione della delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A. Inoltre, con il documento per la consultazione 30 ottobre 2014, 528/2014/A, l'Autorità ha disposto, in via innovativa, di sottoporre alla verifica e ai contributi degli *stakeholders* le proprie *Linee strategiche 2015-2018*.

Successivamente è stato approvato il Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, adottato con la delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A, che ha specificatamente individuato, tra gli obiettivi strategici dell'Autorità, la definizione di nuove misure di *accountability* e l'adozione di interventi di natura organizzativa volti a conseguire livelli sempre maggiori di semplificazione, efficienza e trasparenza dell'Autorità.

Sempre nell'ambito delle *Linee guida* definite con la delibera 211/2014/A, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che siano formulate ipotesi per la costituzione di forme permanenti di consultazione tra l'Autorità e le associazioni rappresentative degli *stakeholders*, con la finalità di incrementare la partecipazione di dette associazioni ai processi decisionali dell'Autorità.

La previsione sopra richiamata si è concretizzata con l'adozione della delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, con la quale è stato costituito l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento che, oltre a caratterizzarsi quale momento di confronto fra le diverse categorie di *stakeholders* sulle materie regolate dall'Autorità, potrà svolgere funzioni innovative in termini di *accountability*, quali per esempio:

- favorire l'acquisizione di dati e di 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, degli utenti e dei 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.

Trasparenza

La disciplina sugli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione delle informazioni delle pubbliche amministrazioni è stata riordinata dal decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, adottato in attuazione della delega contenuta nella legge 6 novembre 2012, n. 190, recante *Disposizioni per la prevenzione e la repressione della corruzione e dell'illegalità nella pubblica amministrazione*.

Il suddetto decreto, oltre a dare una risposta all'esigenza di semplificazione della disciplina in tema di trasparenza, ha introdotto, a carico delle amministrazioni, ulteriori obblighi di informazione circa l'assetto organizzativo, la dinamica delle relazioni cittadino-amministrazione e i rapporti amministrativi coinvolti nell'esercizio del potere e nell'erogazione dei servizi.

Con riguardo all'ambito soggettivo di applicazione, il decreto legislativo n. 33/13, nella formulazione originaria dell'art. 11, disponeva che le Autorità indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione potessero provvedere all'attuazione di quanto previsto dalla normativa vigente in materia di trasparenza, secondo le disposizioni dei rispettivi ordinamenti.

L'Autorità si è adeguata alle prescrizioni normative in materia con l'adozione del *Regolamento sugli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico* (delibera 210/2014/A), la nomina del responsabile della trasparenza (delibera 124/2014/A), la costituzione della sezione "Autorità trasparente" all'interno del proprio sito istituzionale e l'adozione del Programma triennale per la trasparenza e l'integrità (PTTI). Con la delibera 7 agosto 2014, 408/2014/A, l'Autorità ha così avviato il procedimento per l'adozione del PTTI. Il processo di consultazione è terminato il 30 settembre e, nelle more dello stesso, è entrata in vigore la legge 11 agosto 2014, n. 114, recante *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, recante misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari*, che ha esteso l'ambito soggettivo di applicazione del decreto legislativo n. 33/13 alle Autorità amministrative indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione, senza far più riferimento alle specifiche disposizioni dei rispettivi ordinamenti. In considerazione dei richiamati mutamenti normativi in materia, l'Autorità ha deciso di riscrivere il regolamento di cui alla delibera 210/2014/A, al fine di definire gli ambiti e le fattispecie di applicazione delle disposizioni di legge, con riferimento alle funzioni e alla realtà operativa dell'Autorità, nonché a disciplinare le procedure e i flussi informativi interni necessari all'osservanza degli obblighi di trasparenza.

L'Autorità ha comunque assicurato la conclusione del procedimento di adozione del Programma triennale per la trasparenza (delibera 18 dicembre 2014, 621/2014/A), riservandosi di procedere alla sua riletura e revisione in occasione dell'aggiornamento annuale, ovvero una volta completata la riscrittura del regolamento di cui sopra.

Infine, con la delibera 23 dicembre 2014, 647/2014/A, l'Autorità ha provveduto a ridefinire la composizione del Nucleo di valutazione per il triennio 2015-2017 e ne ha, altresì, potenziato le funzioni, in ragione anche delle disposizioni della legge n. 190/12 e del decreto legislativo n. 33/13, che assegnano agli organismi indipendenti di valutazione compiti di promozione, vigilanza e attestazione dell'assolvimento degli obblighi relativi alla trasparenza e all'integrità.

Anticorruzione

Con la menzionata legge n. 190/12, l'ordinamento italiano è passato da un approccio finalizzato alla sola repressione dei fenomeni corruttivi a una maggiore attenzione alla fase della prevenzione, promuovendo l'integrità come modello di riferimento, introducendo

nuovi strumenti diretti a rafforzare le politiche di prevenzione e contrasto della corruzione.

Come previsto dall'art. 1, comma 7, della legge n. 190/12, l'Autorità ha provveduto ad assegnare le funzioni di responsabile della prevenzione della corruzione al responsabile dell'unità TAC (Trasparenza e *accountability*).

L'art. 1, comma 8, della legge n. 190/12, prevede che l'organo di indirizzo politico adotti il Piano triennale di prevenzione della corruzione (PTPC) che, ai sensi dell'art. 1, comma 5, della legge n. 190/12, in particolare, deve fornire una valutazione del diverso livello di

esposizione degli Uffici al rischio di corruzione e indicare gli interventi organizzativi volti a prevenirlo.

L'Autorità, pur non rientrando nell'ambito soggettivo di applicazione della legge n. 190/12, non essendo ascritta al novero delle pubbliche amministrazioni di cui all'art. 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, ha ritenuto comunque opportuno adottare un proprio specifico PTPC, tenendo conto delle peculiarità organizzative, strutturali e funzionali che contraddistinguono l'Autorità, nonché della compatibilità con la legge n. 481/95.

Attualmente il PTPC dell'Autorità è in fase di elaborazione.

Comunicazione

Anche nel 2014 l'attività di comunicazione si è sviluppata all'insegna della trasparenza e con l'obiettivo di fornire un'informazione di qualità e di servizio, al fine di consentire ai clienti finali di conoscere l'azione dell'Autorità e i diritti e le tutele previsti dalla regolazione a loro favore. Considerando le limitazioni di spesa imposte dai diversi provvedimenti legislativi degli ultimi anni, le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con lo scopo di raggiungere i diversi segmenti di pubblico, anche sviluppando progetti specifici che consentano di ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, pure in collaborazione con altre istituzioni.

Esempio ne è il rapporto con la Presidenza del Consiglio per la diffusione delle campagne istituzionali televisive al grande pubblico, in particolare di quella di fine 2014, dedicata alla diffusione della

conoscenza dei bonus elettrico e gas riservato alle famiglie più bisognose o ai malati gravi. La campagna è stata attuata negli spazi gratuiti Rai riservati alla comunicazione istituzionale e ha registrato un risultato positivo. La programmazione dello spot appositamente realizzato sulle principali reti Rai, nel periodo compreso tra il 15 e il 29 ottobre 2014, nella fascia oraria 8-18, ha infatti portato a concreti risultati in termini di aumento delle telefonate allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) legate alle richieste di chiarimenti sul bonus, con un incremento delle telefonate del 50-60% rispetto al numero di chiamate delle precedenti settimane e con aumenti ancor più rilevanti il sabato e la domenica (oltre +100%).

Quotidianamente si pubblicano sul sito intranet della stessa Autorità le rassegne stampa e audiovideo riguardanti i temi di interesse e,

in una sezione appositamente dedicata, gli articoli più rilevanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale o quelle rilasciate alle principali emittenti radiotelevisive, al fine di mantenere costantemente aggiornata la struttura interna dell'Autorità. Sempre sul sito intranet dell'Autorità si pubblica e si diffonde via e-mail, ai dipendenti interessati, una selezione degli articoli di maggiore interesse con estratti anche di agenzie di stampa, blog, siti internet e Twitter (il servizio è denominato "aggiornamento notizie").

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 ritenuto essenziale e decisivo. Per questa ragione, nel corso del 2014 è stata rinnovata la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo – Rai, approvando un piano di comunicazione che prevede otto nuovi interventi in programmi di massimo ascolto, da sviluppare nel corso del 2015. Numerose partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione con le redazioni giornalistiche di altri programmi radiotelevisivi (*Unomattina*, *Mi manda Rai 3*, *Fuori Tg* ecc). Nel corso dell'anno sono stati dedicati alcuni spazi per l'approfondimento delle riforme più importanti realizzate dall'Autorità, con un *focus* sugli interventi di più immediato impatto per i consumatori: in particolare, la Bolletta 2.0, la riforma delle tariffe elettriche, l'approvazione a livello nazionale delle tariffe del servizio idrico integrato.

Particolare attenzione è stata dedicata al Servizio conciliazione dell'Autorità, con la realizzazione di un video esplicativo, veicolato sul canale YouTube dell'Autorità.

Sempre sul fronte della realizzazione di prodotti video, significativa è stata la collaborazione con la struttura Rai Expo nell'ambito della convenzione Rai, in considerazione del fatto che l'energia è stato uno dei temi cardine del semestre italiano di Presidenza dell'Unione europea. Da qui la collaborazione con Rai Expo per la realizzazione di due brevi video (chiamati "scintille informative") da un minuto e mezzo circa ciascuno, per raccontare al grande pubblico come il mondo dell'energia elettrica e del gas naturale sia sempre più interconnesso a livello europeo con un sistema che sempre maggiormente si integra a livello continentale, al fine di sfruttare al meglio le caratteristiche energetiche e infrastrutturali di ciascun Paese. Questi due video, cui l'Autorità ha fortemente collaborato nell'ideazione e nella realizzazione, sono andati in onda negli spazi di Rai Expo diffusi nell'intero palinsesto *crossmediale* Rai.

Sul fronte della formazione seminariale rivolta ai giornalisti, nella seconda metà del 2014 l'Autorità, in collaborazione con l'Ordine

regionale dei giornalisti del Lazio e della Lombardia, ha sviluppato un programma di sei corsi, sia a Roma, sia a Milano, per fornire ai giornalisti informazioni specifiche e dettagliate sullo stato dei mercati e sull'attività dell'Autorità nei settori regolati. A ogni appuntamento hanno partecipato in media 60-70 giornalisti; al termine dei corsi l'Autorità ha ricevuto, da parte dell'Ordine nazionale dei giornalisti, l'attestazione di formatore autonomo.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione sulla stampa

La più recente *media analysis* stampa disponibile (riferita agli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-giugno 2014) è basata su un totale di 3.131 articoli e, nel complesso, evidenzia risultati positivi. Infatti, rispetto al corrispondente periodo del 2013, i contatti con *sentiment* – ossia la percezione dell'intervento – positivo sono stati il 52,8%, in netto aumento (+15,1%) rispetto al 37,7% del semestre precedente.

Oltre al miglioramento qualitativo, la *media analysis* ha evidenziato la sensibile diminuzione (-9,65%), dal 14,5% al 4,85%, della percentuale di contatti con *sentiment* negativo. Il restante 42% circa ha avuto valore neutro. Sul fronte quantitativo, invece, la visibilità dell'Autorità è rimasta sostanzialmente invariata anche se, rispetto al passato, diminuiscono gli articoli sull'energia e aumentano quelli sul servizio idrico. A livello di *media*, a fronte di una *readership* complessiva di 662.220.000, il 61% è rilevato da quotidiani nazionali, il 26% da testate regionali, locali e *free press*, mentre il 9% è da attribuire ai periodici e il 4% a *Quotidiano Energia* e *Staffetta Quotidiana*.

L'argomento con maggiore visibilità (53,4% della *readership*) si conferma essere quello relativo ai prezzi/tariffe; mentre le tematiche inerenti al mercato pesano per oltre un terzo (36,5%), il tema sui poteri dell'Autorità e sulle nomine pesa per il 2,7%, mentre quello dei diritti dei consumatori per il 7,3%. In particolare, la *readership* degli strumenti per il consumatore presenta un calo del 19,4%. Riguardo a esso, i temi più trattati per numero di articoli sono stati la Bolletta 2.0 e il Servizio conciliazione; mentre quelli più letti/visti (*readership*) il sito Internet, lo Sportello e la Bolletta 2.0.

Nel settore dell'energia elettrica (1.358 articoli), le citazioni positive sono riferite soprattutto all'annuncio delle diminuzioni dei prezzi nelle bollette dell'aprile 2014 e, sul fronte degli strumenti posti a tutela del consumatore, gli interventi relativi al bonus elettrico.

Anche nel settore del gas (1.019 articoli), la maggior parte delle rilevazioni è positiva per la notizia della diminuzione dei prezzi nell'aprile 2014 e per il bonus gas; il settore idrico presenta un totale di 754 articoli, la maggior parte dei quali con una valutazione neutra.

Nei primi sei mesi del 2014 a dare spazio all'Autorità sono state soprattutto le testate regionali, locali e *free press* con 1.522 articoli (49%), contro gli 876 rilevati su *Quotidiano Energia* e su *Staffetta Quotidiana* (28%), i 528 delle testate nazionali (17%) e i 205 dei periodici (7%).

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione su radio e Tv

L'ultima *media analysis* radio-Tv relativa al periodo gennaio-giugno 2014 evidenzia un incremento (+15%) della presenza dell'Autorità nelle trasmissioni televisive, rispetto al secondo semestre 2013. Al netto dei risultati delle trasmissioni in convenzione Rai, sono infatti 80 (su un totale di 105) le clip Tv, in cui è stata citata direttamente l'Autorità (70 invece nei sei mesi precedenti). I restanti 25 sono riferiti a interventi radiofonici.

Per quanto riguarda il *sentiment*, in 73 clip, pari al 70% delle citazioni, è stato positivo, in 29 neutro (27,6%), in soli tre negativo (2,4%). Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati quasi 76 milioni, in deciso recupero (+38%) rispetto ai 55 milioni circa del semestre precedente, pur lontani dai 140 milioni circa del primo semestre 2013.

La *media analysis* del periodo gennaio-giugno conferma, come già in passato, il maggior spazio concesso all'Autorità sulle reti del servizio pubblico Rai rispetto alle televisioni commerciali, con la prevalenza di Rai3 (30%), seguita da Rai1 (25%) e da Rai2 (13%). Mediaset registra il 30% del totale, soprattutto su Canale5 (24%), e in misura molto limitata su Italia1 e Rete 4, rispettivamente con il 4% e il 2%.

L'Autorità è stata presente soprattutto nelle rubriche (49% delle citazioni totali), seguita dai Tg (31%) e dai programmi c.d. "contenitore" (20%). Anche in radio sono prevalse le rubriche (62%), seguite dagli spazi informativi come i Gr (32%) e in misura molto minore dalle trasmissioni contenitore (6%).

L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia che gli argomenti legati a prezzi/tariffe risultano 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, con 435 su 665 in Tv e 131 su 206 in radio. La novità di maggior interesse riguarda la forte crescita (+142%) della categoria "mercato", con 160 citazioni su 665, mentre per la radio l'argomento "mercato" ha 30 citazioni su 206. Sempre per la radio, al secondo posto si trovano le tematiche inerenti ai "diritti dei consumatori", con 45 citazioni su 206, che però in Tv hanno 70 citazioni su 665.

All'interno dei temi riguardanti i consumatori, i più visti in Tv sono stati gli spazi dedicati al Servizio conciliazione dell'Autorità, con 22 delle 70 citazioni Tv, seguiti da quelli destinati alla Bolletta 2.0, con 15 citazioni.

Per la Tv, la *coverage*, approfondita sempre per settore, nel 68% circa dei casi ha avuto *sentiment* positivo, nel 28% neutro e negativo nel 4%, evidenziando un ulteriore forte miglioramento nella percezione positiva dell'Autorità e, soprattutto, un deciso ridimensionamento di quella negativa. Nel precedente semestre, infatti, la *coverage* positiva era del 55% circa e quella negativa del 16%.

In miglioramento risulta anche il *sentiment* generale delle citazioni analizzate per le parole chiave di ogni settore: su 665 citazioni analizzate, 530 sono positive (l'80% circa), 120 neutre (18%) e 15 negative (2%).

A livello di radio, su un totale di 206 citazioni analizzate, 177 sono positive, 29 neutre e zero negative.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione sul web

Nel periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2014, sono state rilevate 9.225 *mention/post* (in leggero calo -10%, rispetto all'anno precedente), la grandissima parte 8.308 (+1,74%) di valore neutro, 757 negative (-50%), 160 positive. Il tema elettricità è stato il più citato (2.826 post, +57% rispetto al 2013); segue il tema gas con 1.905 post (-17%), poi le fonti rinnovabili con 1.695 post (+45%) e da ultimo l'acqua, con 1.404 citazioni (-14%). Da un'analisi più approfondita emerge come nel 2014 la tematica delle fonti rinnovabili risulti quella più critica, con il 15% di citazioni negative, mentre nell'anno precedente il picco negativo si era registrato sulla tematica dell'acqua (con particolare riferimento alla questione del mancato rispetto del referendum sull'acqua pubblica).

A livello di fonti analizzate, quest'anno i siti di *news* sono stati i più attivi con il 38% delle *mention* totali (3.554), seguiti dai blog (1.871), da Twitter (1.371), da Facebook (1.093) e dai forum (765); da segnalare che nel 2014 il *social network* dove si è più citata l'Autorità è stato Twitter (14% delle *mention* totali), sul quale vi sono anche il

maggior numero di *mention* negative (195) rispetto a tutti gli altri social. Twitter, tuttavia, risulta anche essere al primo posto fra le fonti amiche, con oltre 40 *mention* positive, che rappresentano il 25% del totale. Sempre per quanto riguarda i *social network*, nel 2013 Facebook faceva registrare più citazioni degli altri (1.230). Pertanto, secondo i numeri analizzati, nel 2014, rispetto all'anno precedente, cresce la presenza in termini di citazioni dell'Autorità sulle piattaforme *social* prese in considerazione (Twitter, Facebook, Google Plus), e diminuisce la percezione negativa, visto che i *social network* rappresentano il 43% delle *mention* positive totali contro il 14% del 2013.

Risultati della convenzione Rai

Nell'ambito della convenzione sottoscritta tra la Rai e l'Autorità, nel primo semestre del 2014 è stata sviluppata una nuova campagna di comunicazione basata sulla realizzazione di specifici spazi di approfondimento delle 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 in onda su Rai3 dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00 circa. Il piano di comunicazione è stato strutturato in dieci interventi televisivi (sei a *Unomattina* e quattro a *Geo*), incentrati su obiettivi individuati nel Piano strategico dell'Autorità, nell'ambito delle azioni finalizzate all'informazione del consumatore.

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 dei Componenti del Collegio dell'Autorità, utilizzando anche schede grafiche esplicative. I temi principali sono stati: lo Sportello, le condizioni di fornitura dell'energia elettrica e del gas, i futuri scenari energetici, i bonus elettrico e gas, la bolletta trasparente, gli strumenti a disposizione dei consumatori per la tutela dei propri diritti, con particolare riguardo al Servizio conciliazione dell'Autorità, la riforma delle tariffe, la promozione dell'efficienza energetica, il servizio idrico integrato e le novità della regolazione nei settori di competenza dell'Autorità.

La campagna si è sviluppata tra il 18 dicembre 2013 e il 21 maggio 2014, con una pianificazione di cicli all'interno dei quali sono stati previsti interventi con cadenza settimanale o bisettimanale, in modo

da rafforzare la percezione attraverso la continuità. Nel complesso, i dieci interventi hanno registrato un ascolto medio di circa 900.000 ascoltatori, con punte di 1,5 milioni in due occasioni e uno *share* medio del 12% circa. Si tratta di risultati in linea, se non superiori, alle migliori medie di *audience* dei programmi televisivi. Nell'insieme si sono raggiunti quasi nove milioni di ascoltatori.

Comunicazione tecnica e Web

Il sito dell'Autorità registra stabilmente una media di 300.000 accessi (sessioni) mensili effettuati da oltre 180.000 visitatori, di cui circa la metà si stima siano utenti abituali. Le visite al sito sono, infatti, da ricondurre a due principali tipologie di utenza: i consumatori interessati soprattutto agli argomenti riguardanti i prezzi dei servizi nei settori regolati e le condizioni contrattuali, oltre che alle pagine dedicate a *La bolletta spiegata*, al bonus e ai servizi del Trova offerte e dell'Atlante per il consumatore; gli operatori che accedono con maggiore regolarità al sito dell'Autorità, in particolare alle sezioni contenenti informazioni specialistiche con un taglio più tecnico.

Per quanto riguarda il sito istituzionale dell'Autorità, nel corso dell'ultimo anno, anche su impulso del decreto legislativo n. 33/13, recante *Riordino della disciplina riguardante gli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni da parte delle pubbliche amministrazioni*, si è provveduto alla sua implementazione attraverso l'inserimento di nuove sezioni, con l'obiettivo di fornire un'informazione più precisa e dettagliata sull'organizzazione, sul funzionamento e sull'azione dell'Autorità.

La sezione "Autorità trasparente" è attualmente il primo livello di accesso del menù principale del sito ed è costantemente arricchita e aggiornata in maniera coerente con l'evoluzione della normativa. Da questa sezione è possibile effettuare la richiesta di accesso civico, anche direttamente on line.

È stata creata la nuova sezione "Massimario", con lo scopo di favorire la divulgazione degli orientamenti espressi dall'Autorità nell'ambito della trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, trasporto, stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione. La sezione riporta le massime, ordinate per settore e argomento, collegate al relativo provvedimento di decisione.

Nei primi mesi del 2015 è stata sviluppata la sezione "Impegni", al fine di stimolare la partecipazione dei soggetti interessati al c.d. *market test*, ovvero alla consultazione sugli impegni presentati dagli

esercenti nell'ambito di un procedimento sanzionatorio e dichiarati ammissibili dall'Autorità, come previsto dall'art. 17, comma 1, del *Regolamento sanzioni e impegni*. Nella pagina principale della sezione, vengono date notizie riguardo all'ammissibilità e alla relativa pubblicazione degli impegni; sono resi noti i termini per la presentazione delle osservazioni ed è presente il collegamento al modulo on line per l'invio delle osservazioni da parte degli interessati.

In seguito all'attribuzione all'Autorità di specifiche funzioni in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento, è stato sviluppato uno specifico spazio sul sito relativo al nuovo ambito di intervento dell'Autorità nella sezione "Operatori", al fine di illustrare gli obiettivi e i principi generali che informeranno l'azione futura dell'Autorità.

Nella parte del sito destinata ai consumatori finali, sono state aggiornate e riformulate alcune delle pagine più richieste: la sezione dedicata ai bonus elettricità e gas è stata riprogettata per semplificare le informazioni sul funzionamento dello sconto sulla bolletta e sulle modalità per richiederlo; la pagina dello Sportello, da cui si accede anche alle informazioni sulla presentazione dei reclami, riporta nuovi dati statistici sui livelli di prestazione del servizio e sui risultati raggiunti dallo Sportello stesso, mentre la sezione dedicata al Servizio conciliazione clienti energia è stata valorizzata con un nuovo video informativo sulle modalità di accesso alla procedura e con i numeri delle richieste gestite dal servizio.

In concomitanza con lo sviluppo di nuove attività, sono state perfezionate e rinnovate anche le pagine tematiche destinate agli operatori sulle gare di distribuzione gas e sull'avvio delle attività relative al regolamento europeo (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT).

Al fine di migliorare la comunicazione tecnica rivolta principalmente agli operatori, alle loro associazioni e alla stampa specializzata, nel corso del 2014 ha preso avvio una nuova iniziativa: la realizzazione di schede tecniche volte a illustrare sinteticamente i principali elementi caratterizzanti i diversi provvedimenti (delibere e documenti per la consultazione) assunti. Sul sito internet dell'Autorità è stata creata una collocazione sistematica per tali schede, in modo che possano essere agevolmente reperite nel menù principale come specifica categoria documentale e non solo in collegamento al singolo documento. Al 30 marzo 2015 le schede tecniche pubblicate ammontano a 76.

Per quanto riguarda l'attività *social* dell'Autorità, Twitter è al momento il canale più efficace per fornire un'informazione accurata

e tempestiva sull'attività dell'Autorità. Dall'*account* ufficiale partono una media di circa 60 tweet al mese, in occasione della pubblicazione di nuovi documenti sul sito. I *followers* sono più di 5.200 e risultano in costante crescita, così come sono in aumento persistente le visualizzazioni dei tweet e del profilo, nonché il numero delle interazioni.

Eventi e seminari

Gli eventi sono ritenuti particolarmente efficaci per contribuire alla diffusione della conoscenza delle funzioni istituzionali dell'Autorità, dei suoi compiti, della sua azione a tutela del consumatore, e per veicolare i contenuti di maggiore rilievo. Oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti (come la cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale*, le audizioni, i seminari interni), nel corso del 2014 e nei primi mesi del 2015 sono state realizzate alcune iniziative dedicate a tutti coloro che, a diverso titolo, sono interessati alle materie regolate dall'Autorità.

Tra le principali iniziative realizzate, si evidenziano le seguenti:

- Giornate di studio degli affari giuridici su temi e problemi del diritto dell'energia.
Il ciclo delle giornate di studio è stato ideato con la finalità di approfondire tematiche nuove attinenti al diritto dell'energia, con il seguente calendario:
 - *Il nuovo mercato del gas naturale*, Milano, 20 gennaio 2014;
 - *La tutela del credito nel diritto dell'energia*, Milano, 7 luglio 2014;
 - *Il sistema delle c.d. "esenzioni" dal TPA*, Milano, 26 gennaio 2015.
- Convegno *Servizio di conciliazione energia dell'Autorità: The Alternative Dispute ReVolution*, Milano, maggio 2014.
Il convegno è stato organizzato per rendere noti i risultati del primo anno di operatività sperimentale del Servizio di conciliazione delle piccole controversie dei clienti finali nei settori energetici.
- *High Level Seminar – Capacity market: what's next?*, Roma, settembre 2014.

L'iniziativa è stata promossa in occasione del semestre di Presidenza italiana dell'Unione europea, al fine di fornire un contributo in materia di evoluzione del mercato della capacità in Europa nel settore elettrico.

- 3ª Conferenza nazionale sulla regolazione dei servizi idrici, Milano, novembre 2014.
I lavori, come nelle precedenti edizioni, sono stati strutturati in due sessioni: la prima parte con la presentazione della relazione del Presidente dell'Autorità sull'attività svolta e sulle *Linee guida strategiche* nel settore idrico; la seconda parte con lo svolgimento delle audizioni pubbliche dei soggetti interessati.
- XXVI e XXVII *Fora* della regolazione dell'energia elettrica, Firenze. Come di consueto, la Commissione europea con il supporto di questa Autorità ha organizzato le due edizioni 2014 del Forum della regolazione dell'energia elettrica.
- Seminario *Tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura*, Milano, gennaio 2015. Durante l'incontro sono stati illustrati agli operatori gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di tariffazione, di collettamento e di depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura.
- Convegno *Controversie infrastrutturali e funzione giustiziale dell'Autorità*, Milano, marzo 2015. Oggetto del convegno è stata la discussione in merito alla funzione sia della risoluzione delle controversie tra operatori attribuita all'Autorità dall'art. 44 del decreto legislativo n. 93/11, sia dell'estensione di detta procedura alle controversie tra produttori di biometano e gestori di rete e ai *prosumer*.
- Seminari informativi sull'istituzione del registro REMIT degli operatori di mercato, Milano e Roma, marzo e aprile 2015.

Scopo di questi seminari è stata l'illustrazione agli operatori di mercato dei chiarimenti sull'attuazione della disciplina REMIT, sulle modalità e sui tempi di iscrizione al registro e sulle conseguenze della mancata iscrizione, a seguito dell'adozione della delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com.

Biblioteca

Nel corso del periodo in esame, è continuato l'arricchimento della dotazione della biblioteca dell'Autorità, nata nel 1999, con l'acquisizione di banche dati di natura giuridica, economica e di informazione bibliografica, consultabili tramite la intranet o la connessione a internet, oltre che con monografie e periodici.

Il catalogo della biblioteca attualmente consta di circa 4.300 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.

In particolare è continuato il potenziamento della documentazione in formato elettronico che permette, oltre a un risparmio economico, anche una maggiore fruibilità interna, attraverso l'acquisto sia di piattaforme on line scaricabili in formato pdf, sia di *ebooks*.

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 2014 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.

Per razionalizzare ulteriormente tale struttura attraverso una più marcata specializzazione delle funzioni, nonché una maggiore valorizzazione delle competenze e delle professionalità esistenti, l'Autorità ha previsto, con la delibera 124/2014/A, un riassetto degli Uffici di diretta collaborazione del Collegio. In luogo delle precedenti Direzione Comunicazione e Stampa e Direzione Relazioni Istituzionali e Arbitrati, sono stati istituiti:

- un Ufficio speciale con le funzioni di Portavoce dell'Autorità e di comunicazione verso il largo pubblico tramite la stampa e gli altri organi di informazione;

- una Direzione relazioni esterne e istituzionali, documentazione e divulgazione, focalizzata sia sulle relazioni esterne, nazionali e internazionali, sia sulla valorizzazione della diffusione della documentazione e delle informazioni a contenuto tecnico presso gli *stakeholders*.

Con la medesima delibera si è poi provveduto a istituire, all'interno del Dipartimento per il coordinamento, gli affari giuridici e le relazioni istituzionali, due nuove unità: una per l'attività di gestione del contenzioso e il necessario rapporto con l'Avvocatura dello Stato e con le magistrature, l'altra per l'*accountability* e la trasparenza dell'Autorità, in attuazione del decreto legislativo n. 33/13, recante *Riordino della disciplina riguardante gli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni da parte delle pubbliche amministrazioni*.

Sono stati, infine, ridefiniti i compiti dell'Unità conciliazioni e risoluzione stragiudiziale delle controversie e dell'Unità arbitrati e controversie nell'ambito della Direzione Consumatori e Utenti.

Risorse umane e sviluppo del personale

Nel 2014 è proseguita l'attività di reclutamento, di formazione e di gestione delle risorse umane, nel solito contesto di costante confronto con le organizzazioni sindacali.

Per quanto riguarda l'attività di reclutamento, il 2014 si è caratterizzato per l'intensa attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite sia negli anni precedenti, sia nell'anno in corso, anche al fine di supportare il processo di graduale riorganizzazione dell'Autorità, avviato da tempo e continuato nel 2014 con il riassetto degli Uffici di diretta collaborazione del Collegio.

In seguito all'istituzione della nuova Direzione relazioni esterne e istituzionali, divulgazione e documentazione e del nuovo Ufficio speciale portavoce e comunicazione su mass media, si è provveduto all'assunzione di due risorse con qualifica dirigenziale, cui attribuire le funzioni di Direttore responsabile delle suddette strutture, mediante l'espletamento, nel primo caso, di una selezione a evidenza pubblica e, nel secondo, di una selezione diretta, data la natura fiduciaria dell'incarico.

Con riferimento ai concorsi pubblici banditi nel 2012 in relazione a sei distinti profili, è stata ultimata l'unica procedura concorsuale ancora *in itinere*, riguardante il profilo degli economisti, con l'approvazione della relativa graduatoria e il reclutamento dei vincitori che hanno confermato l'interesse all'assunzione; inoltre, di fronte all'emergere di ulteriori esigenze organizzative, sono state acquisite alcune risorse attraverso l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei suddetti concorsi pubblici in corso di validità.

Sempre sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, in relazione all'esigenza di reclutare personale con significativo grado di specializzazione nei diversi campi di interesse per l'Autorità, nel corso del 2014 sono state espletate – con l'approvazione delle relative graduatorie e l'assunzione con contratto a tempo determinato

della quasi totalità dei vincitori – sei delle otto procedure selettive a evidenza pubblica avviate a fine dicembre 2013.

Inoltre, conformemente alla politica di sviluppo delle risorse umane che da sempre ne impronta l'azione, nell'esercizio della propria autonomia e indipendenza ordinamentale di cui alla legge istitutiva e 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, l'Autorità ha proceduto, sulla base di uno specifico accordo sindacale sottoscritto il 9 giugno 2014, ad avviare le procedure concorsuali (una per la carriera dei funzionari, l'altra per la carriera degli operativi) riservate al proprio personale dipendente con contratto di lavoro a tempo determinato in possesso di specifici requisiti di anzianità di servizio. Tali procedure si sono concluse con l'approvazione delle relative graduatorie e l'assunzione in ruolo dei vincitori, nel mese di febbraio 2015.

Nell'ambito degli obblighi occupazionali di cui alla legge 12 marzo 1999, n. 68, e coerentemente con le recenti disposizioni normative in materia di assunzioni di personale appartenente alle c.d. "categorie protette", l'Autorità ha proceduto ad assumere in ruolo tre dipendenti appartenenti a dette categorie già in servizio con contratto a tempo determinato in scadenza nell'anno in riferimento, a seguito della valutazione positiva da parte di una commissione valutatrice, appositamente istituita.

In sintesi, nel 2014 si è proceduto all'assunzione di 16 risorse, di cui 12 di ruolo (dieci funzionari e due operativi) e quattro con contratto a tempo determinato (due dirigenti e due funzionari); hanno invece cessato il loro servizio in Autorità tre dirigenti a tempo determinato.

Per quanto riguarda la formazione, le attività sono proseguite a vari livelli, con l'organizzazione: di *workshop* e di seminari interni monotematici; di seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche di competenza dell'Autorità (quali la regolazione tariffaria e della qualità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo regolatorio e la riforma delle tariffe di rete elettriche e oneri generali per i clienti domestici); di giornate di studio, rivolte a tutti coloro che a diverso titolo operano nel settore dell'energia.

È proseguita anche la collaborazione con le università per la realizzazione di attività di comune interesse, di didattica, di formazione, di ricerca e sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua. In particolare, sono state rinnovate alcune convenzioni in scadenza con l'Università Statale di Milano, l'Università Cattolica di Milano e l'Università di Genova; inoltre sono stati sottoscritti due nuovi accordi con l'Università degli Studi di Roma 3 e l'Università del Salento. Nell'ambito di detta proficua collaborazione con gli istituti universitari, sono stati rinnovati tre assegni di ricerca e attivati quattro *stage*.

Relativamente alla formazione obbligatoria dei lavoratori sul tema della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, nel corso del 2014, nell'ambito di un'apposita convenzione stipulata con l'INAIL, sono state realizzate due edizioni dei corsi, che hanno coinvolto oltre il 35% del personale.

Per quanto riguarda il profilo gestionale, nel corso del 2014 si è proceduto alla conclusione formale dei processi valutativi dei risultati conseguiti nell'anno 2012 e dei comportamenti organizzativi posti in essere nel biennio 2011-2012.

Si è, inoltre, svolto il processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2013, rinviando ai primi mesi del 2015 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, sempre improntato a logiche costruttive per la risoluzione dei problemi emergenti su varie tematiche. Al riguardo, si fa riferimento al già citato accordo in materia di reclutamento speciale del personale dipendente con contratto di lavoro a tempo determinato del 9 giugno 2014; così come all'accordo quadro in tema di personale, orario di lavoro, telelavoro, part time e mobilità esterna, stipulato nel mese di gennaio 2015, con il quale, tra l'altro, proseguendo nel solco già tracciato di adottare concrete misure volte a razionalizzare

l'organizzazione del lavoro, a realizzare economie di gestione attraverso un impiego più flessibile delle risorse umane, nonché a rafforzare la tutela per situazioni particolarmente meritevoli di attenzione sotto il profilo sociale, è stata introdotta una disciplina sperimentale del telelavoro del personale dell'Autorità, nelle forme del telelavoro strutturato e del telelavoro diffuso.

Sono proseguite le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle rispettive famiglie, quali il contributo economico per gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria e le facilitazioni per il trasporto pubblico.

Con l'approvazione dell'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 114/14, sulla razionalizzazione delle Autorità indipendenti (cfr. il paragrafo "Evoluzione della legislazione italiana", Capitolo 1, Vol. II), l'Autorità ha attivato una serie di azioni per l'applicazione di quanto in esso disposto.

Al fine di dare attuazione al comma 4 del citato art. 22, nel secondo semestre del 2014 l'Autorità ha avviato i contatti con le altre Autorità amministrative per definire i termini della gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale, e nel mese di marzo 2015 ha sottoscritto un'apposita convenzione.

L'Autorità ha poi provveduto a dare esecuzione al successivo comma 5 e, a decorrere dall'1 luglio 2014, ha disposto la riduzione del 20% rispetto a quanto erogato nell'anno precedente per il trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti; ha, altresì ridotto del 50% la spesa per gli incarichi di consulenza, studio e ricerca e quella per gli organi collegiali non previsti dalla legge, come regolato dal comma 6 del medesimo art. 22.

Il 17 dicembre 2014 l'Autorità ha sottoscritto una convenzione con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni e il Garante per la protezione dei dati personali per la gestione unitaria dei servizi strumentali attinenti a gli "affari generali", gli "acquisti e appalti" e l'"amministrazione del personale", e con la sola Autorità per la garanzia nelle comunicazioni per il servizio strumentale denominato "servizi finanziari e contabili".

Per dare attuazione, infine, al comma 9 dello stesso art. 22, l'Autorità ha contattato il Demanio dello Stato e gli enti locali (Regione Lombardia, Provincia di Milano, Comune di Milano), al fine di individuare un edificio di proprietà pubblica in cui trasferire la propria sede. Sempre a proposito di detto comma, l'Autorità sta rispettando tutti gli altri criteri ivi indicati per la gestione dei propri servizi logistici.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Nel 2014 è stata confermata la pianta organica dell'Autorità, che risulta suddivisa secondo quanto riportato nella tavola 8.1.

Al 31 dicembre 2014, la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 180 unità, delle quali 140 a tempo indeterminato e 40 a tempo determinato (Tav. 8.2). A esse va aggiunto il personale, per un totale di 15 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi, 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 superiore ai 44 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti

i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e oltre l'80% è in possesso del diploma di laurea.

Le retribuzioni lorde per carriera e grado, bloccate per effetto del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122, sono riportate nella tavola 8.3.

L'Autorità ha inoltre provveduto ad applicare, ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 giugno 2014, n. 89, ai componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il nuovo limite massimo retributivo riferito al Primo Presidente della Corte di cassazione, riducendolo a 240.000 € annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 8.1

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	20
Funzionari	103
Operativi	36
Esecutivi	1
TOTALE	160

TAV. 8.2

Composizione del personale al 31 dicembre 2014 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	15	4	2
Funzionari	89	29	11
Operativi	35	7	1
Esecutivi	1	0	1
TOTALE	140	40	15

TAV. 8.3

Retribuzione lorda per carriera e grado

Retribuzione con riferimento al livello base di ciascuna qualifica, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario	87,64	Impiegato	51,80	-	-
Direttore Centrale	142,20	Funzionario I	71,90	Coadiutore	43,61	Commesso capo	39,68
Direttore	113,56	Funzionario II	56,03	Aggiunto	34,14	Commesso	30,09
Direttore Aggiunto	101,13	Funzionario III	47,93	Applicato	30,63	-	-

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2014, 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 supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati in Dipartimenti, Direzioni e Uffici speciali di diretta

collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato dall'Autorità appare, peraltro, tuttora in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come 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. 8.4), che

	2013	2014	VAR. %
ENTRATE DELLA GESTIONE	69,12	70,15	1,49
Contributo a carico dei soggetti regolati nei settori energia elettrica e gas	63,11	57,39	(8,91)
Contributo a carico dei soggetti regolati nel settore idrico	2,92	1,95	(33,22)
Altre entrate	3,09	10,81	249,84
SPESE CORRENTI	(52,39)	(52,92)	1,01
Spese di funzionamento	(44,09)	(43,52)	(1,29)
- Funzionamento degli organi istituzionali	1,30	1,27	(2,31)
- Personale in servizio	20,76	21,46	3,37
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	6,33	6,29	(0,63)
- Prestazioni di servizi rese da terzi	5,05	5,04	(0,20)
- Canoni di locazione	4,06	3,86	(4,93)
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	6,17	5,49	(11,02)
- Rimborsi	0,42	0,11	(73,81)
Trasferimenti	(8,30)	(9,40)	13,25
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 147/13	3,50	2,17	(38,00)
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	4,80	7,23	50,63
SPESE IN CONTO CAPITALE	(0,25)	(0,20)	(20,00)
ACC. FONDO ACQUISIZIONI PATRIMONIALI	(0,00)	(25,00)	
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,20)	
Variazione dei residui passivi	0,88	1,45	
AVANZO DELL'ESERCIZIO	17,36	(6,72)	

TAV. 8.4

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto
Milioni di euro; esercizi finanziari

rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle norme di legge che nel corso degli anni sono state emanate in materia di riduzioni di spesa, poste a carico di talune amministrazioni pubbliche.

Nel corso dell'esercizio 2014, la somma versata al Bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 7,26 milioni di euro. È da sottolineare come l'applicazione di dette norme costituisca per l'Autorità un severo vincolo, alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati dalla legge, non ultimi quelli in materia di regolazione e controllo del settore idrico e in tema di teleriscaldamento e teleraffreddamento.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul Bilancio dello Stato, poiché agli oneri di funzionamento 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'uno per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, ha subito un decremento. Infatti, per l'esercizio 2014, l'Autorità ha diminuito l'aliquota del contributo dovuto dai soggetti regolati nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, determinandola nella misura dello 0,28 per mille dei ricavi, a fronte dello 0,3 per mille applicato fino al 2013. Per i soggetti regolati del settore idrico, l'aliquota contributiva è stata confermata nella misura pari allo 0,25 per mille anche per l'esercizio 2014.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce è quella relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato istituzionale e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, come risulta dal prospetto riassuntivo, risultano pari a 21,46 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio che, come quelle degli organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo, sono determinate ai sensi

dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito dalla legge 22 dicembre 2014, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14, 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 6,33 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze e, comunque, sempre rispettando i vincoli di spesa previsti, per esempio per esigenze correlate alle funzioni assegnate all'Autorità in aggiunta a quelli originariamente fissati dalla legge istitutiva, quali appunto gli adempimenti per la 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 28 dicembre 2012, n. 228 (legge di stabilità 2013), che richiama a sua volta l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191. Si tratta di un contributo versato a titolo di finanziamento straordinario a favore di talune Autorità amministrative indipendenti da parte di altre Autorità indipendenti individuate dal legislatore. Per l'esercizio 2014, l'onere determinato a carico di questa Autorità è risultato pari a 2,17 milioni di euro.

Le 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, infine, 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 *Cyclus Offset*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera 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. *Cyclus Offset* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.



